



Énergise les économies et les collectivités

TRANSALTA CORPORATION

NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019

Le 3 mars 2020

TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION	3
REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS	3
DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI	5
STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ	5
APERÇU	7
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	15
ACTIVITÉS DE TRANSALTA	22
Secteur Charbon au Canada	23
Secteur Gaz au Canada	26
Secteur Gaz en Australie	28
Secteur Énergie éolienne et solaire	29
Secteur Hydroélectricité	34
Secteur Charbon aux États-Unis	39
Secteur Commercialisation de l'énergie	40
Secteur Siège social	40
Participations ne donnant pas le contrôle	40
CAÉ	42
Environnement concurrentiel	43
Cadre réglementaire	45
Avantages concurrentiels	49
GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX	50
Législation environnementale en cours et adoptée récemment	50
Activités de TransAlta	55
FACTEURS DE RISQUE	56
PERSONNEL	70
STRUCTURE DU CAPITAL ET DES EMPRUNTS	70
Actions ordinaires	70
Actions privilégiées de premier rang	71
Facilités de crédit	79
Dette à long terme	79
Dette sans recours	81
Avantages fiscaux	82
Restrictions visant la dette	82
NOTATIONS ET NOTES	82
DIVIDENDES	85
Actions ordinaires	85
Actions privilégiées	86
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	88
Actions ordinaires	88
Actions privilégiées	89
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	94
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	99
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	99
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS	99
CONTRATS IMPORTANTS	100
CONFLITS D'INTÉRÊTS	100
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	100
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	101
INTÉRÊTS DES EXPERTS	101
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	102
COMITÉ D'AUDIT, DES FINANCES ET DES RISQUES	102
RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT, DES FINANCES ET DES RISQUES	A-1
GLOSSAIRE	B-1

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION

À moins d'indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle (« notice annuelle ») est donnée en date du 31 décembre 2019 ou pour l'exercice clos à cette date. Toutes les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Sauf incompatibilité avec le contexte, toutes les mentions de la « Société » et de « TransAlta », de même que du mot « nous » et de ses dérivés, renvoient dans les présentes à TransAlta Corporation et à ses filiales, y compris TransAlta Renewables Inc., sur une base consolidée. Lorsque la mention de « TransAlta Corporation » est utilisée dans les présentes, elle renvoie à TransAlta Corporation sans comprendre ses filiales. Les termes clés qui ne sont pas définis dans le corps du texte de la présente notice annuelle ont le sens qui leur est donné à l'annexe B – Glossaire, jointe aux présentes.

REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle et les documents qui y sont intégrés par renvoi comprennent de l'information prospective au sens de la législation canadienne en valeurs mobilières applicable et des énoncés prospectifs (*forward-looking statements*) au sens de la législation américaine en valeurs mobilières applicable, y compris la *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* des États-Unis (collectivement, les « énoncés prospectifs »). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos opinions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses ont été formulées et sur l'expérience de la direction et sa perception des tendances historiques, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne sont pas des faits, mais seulement des prédictions et on les reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « pouvoir », « devoir », « croire », « s'attendre à », « estimer », « projeter », « avoir l'intention », « planifier », « prévoir », « éventuel », « permettre » ou « continuer » ou d'autres termes comparables et à l'emploi du futur ou du mode conditionnel. De tels énoncés ne sont pas des garanties concernant notre rendement, nos résultats ou les événements futurs et sont soumis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui pourraient amener notre rendement, nos résultats ou les événements réels à différer sensiblement de ceux qui sont présentés dans les énoncés prospectifs.

Plus particulièrement, la présente notice annuelle (ou un document qui est intégré par renvoi dans les présentes) renferme des énoncés prospectifs concernant notamment, sans limitation : notre performance opérationnelle et notre transition vers la production d'énergie propre, y compris notre objectif de ne produire aucune électricité à partir du charbon d'ici la fin de 2025; la conversion de nos unités alimentées au charbon en unités alimentées au gaz naturel et le moment de leur conversion; le montant du capital affecté à la conversion et les attentes relatives au rendement pour les actionnaires en ce qui a trait à cette conversion; les avantages du plan d'investissement dans l'énergie propre, y compris le fait d'être un producteur d'énergie à faible coût, la prolongation de la durée de vie des actifs et la réduction des émissions atmosphériques et des coûts; la source du financement du plan d'investissement dans l'énergie propre; notre prévision selon laquelle la clôture de la seconde tranche de 400 M\$ de l'investissement de Brookfield aura lieu en octobre 2020; nos stratégies de transformation, de croissance, de répartition du capital et de réduction de la dette; les occasions de croissance entre 2020 et 2031 et au-delà; le potentiel de croissance dans le secteur des énergies renouvelables ainsi que des actifs de cogénération et de production sur place, y compris le moment de la mise en production commerciale et le coût de projets en voie d'aménagement ou en construction; la somme en capital affectée à la nouvelle croissance ou aux projets de développement; nos activités et nos prévisions en matière de rendement financier futur et de résultats, y compris nos perspectives et nos objectifs de rendement; nos attentes quant à notre succès dans l'exécution de nos projets de croissance et de développement; l'échéancier et l'achèvement des projets de croissance ainsi que leurs coûts auxiliaires; nos dépenses estimatives consacrées à la croissance et au soutien des projets d'immobilisations et de productivité; les attentes relatives aux coûts d'exploitation, aux dépenses en immobilisations et aux coûts de maintenance ainsi qu'à la fluctuation de ces coûts; les modalités du programme de rachat d'actions actuel ou de tout programme de rachat d'actions futur et l'acceptation de ce programme par la Bourse de Toronto, y compris l'échéancier et le nombre d'actions devant être rachetées dans le cadre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités; l'arrêt temporaire des activités à certaines unités; l'incidence de certaines opérations de couverture sur le bénéfice, le résultat et les flux de trésorerie futurs; les estimations de l'état de l'offre et de la demande de combustibles et les coûts d'approvisionnement en combustible; les attentes quant à la demande d'électricité, y compris d'énergie propre, à court et à long terme et son incidence sur les prix de l'électricité; l'incidence de l'accroissement de la charge, de l'augmentation de la capacité et des coûts du gaz naturel et d'autres combustibles sur les prix de l'électricité; les attentes quant à la disponibilité de capacité de production, à la capacité et à la production; les attentes relatives à la proportion respective dans laquelle les différentes sources d'énergie, y compris les énergies renouvelables, répondront aux besoins énergétiques futurs; le financement prévu de nos dépenses en immobilisations; la législation et les régimes de réglementation gouvernementaux prévus, y compris leur calendrier de mise en œuvre, ainsi que les coûts liés au respect des règlements et des lois en résultant; notre stratégie commerciale et les risques qu'elle comporte; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôt future ainsi que le caractère

adéquat des provisions pour impôt; les estimations et les méthodes comptables; les taux de croissance et la concurrence prévus au sein de nos marchés; nos attentes relatives à l'issue des créances légales ou contractuelles existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des différends; les attentes relatives au renouvellement des conventions collectives; les attentes quant à la capacité d'accéder aux marchés financiers, ou d'y avoir accès à des conditions raisonnables; l'incidence estimative de la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport à la devise américaine et aux autres devises ayant cours dans les pays où nous exerçons nos activités; le contrôle de notre exposition au risque de liquidité; les attentes concernant le contexte économique mondial et l'importance accrue que portent les investisseurs à la performance en matière de développement durable; et nos pratiques de crédit.

Les énoncés prospectifs contenus dans la présente notice annuelle (ou dans un document qui est intégré par renvoi dans les présentes) sont fondés sur de nombreuses hypothèses, y compris, sans limitation, sur les principales hypothèses qui suivent : aucun changement significatif n'est apporté aux lois applicables, notamment aucun changement fiscal ou réglementaire touchant les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités; aucune incidence défavorable importante ne perturbe les marchés de l'investissement et du crédit; le prix au comptant de l'électricité en Alberta est de 53 \$ à 63 \$ le MWh en 2020; le prix au comptant Mid-C de l'électricité est de 25 \$ US à 35 \$ US le MWh en 2020; les dépenses d'investissement de maintien s'établissent entre 170 M\$ et 200 M\$ en 2020; notre propriété proportionnelle de TransAlta Renewables ne change pas sensiblement; les dividendes que nous prévoyons recevoir de la part de TransAlta Renewables ne diminuent pas sensiblement; la prolongation de la durée de vie utile prévue de notre parc de centrales alimentées au charbon et les résultats financiers obtenus à la conversion sont conformes aux prévisions; les hypothèses concernant la capacité des unités converties de livrer concurrence sur le marché axé uniquement sur l'énergie en Alberta se réalisent; et les hypothèses concernant notre stratégie et nos priorités actuelles, y compris nos priorités actuelles relatives aux conversions du charbon au gaz naturel, se matérialisent; TransAlta connaît la croissance, et nous tirons tous les avantages financiers pouvant découler de la capacité, de l'énergie et des services accessoires de nos actifs hydroélectriques albertains après l'expiration des contrats d'achat d'électricité applicables.

Les énoncés prospectifs sont soumis à un certain nombre de risques, d'incertitudes et d'hypothèses d'importance en conséquence desquels les plans, le rendement, les incidences ou les résultats réels pourraient être sensiblement différents des attentes actuelles. Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur les éléments exprimés ou suggérés dans les énoncés prospectifs contenus dans la présente notice annuelle (ou dans un document qui y est intégré par renvoi), on compte entre autres, sans limitation, les risques concernant : les fluctuations de la demande, des prix du marché et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires à la production d'électricité; la variation de la demande d'électricité et de capacité et notre faculté de conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix qui procureront les rendements escomptés et de remplacer les contrats qui viennent à échéance; l'échec de la clôture de la seconde tranche de l'investissement de Brookfield devant avoir lieu en octobre 2020; l'issue défavorable pour TransAlta des procédures judiciaires en instance décrites dans la présente notice annuelle, y compris la possibilité que soit accueillie la contestation de l'investissement de Brookfield; les cadres législatifs, réglementaires et politiques dans les territoires où nous exerçons des activités; les exigences environnementales et les changements qui y sont apportés ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique ou des conditions des marchés, y compris la fluctuation des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions imprévues dans ces centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques et d'autres risques liés aux changements climatiques; les augmentations imprévues dans la structure des coûts et les interruptions des sources de combustible, d'eau ou de vent nécessaires à l'exploitation de nos centrales; l'incapacité de répondre aux attentes financières; les catastrophes naturelles et anthropiques qui entraînent des ruptures de barrages; la menace de terrorisme et de cyberattaques au pays; les pannes de matériel et notre capacité d'exécuter ou de faire exécuter les réparations à un coût économique ou en temps opportun; la gestion du risque lié aux produits de base; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein de ce secteur; la nécessité d'interagir avec des groupes de parties prenantes et des tiers ou de s'en remettre à ceux-ci; les fluctuations du change et les risques politiques à l'étranger; le besoin et la disponibilité de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit de contrepartie; des changements touchant les conditions de crédit et de marché; des changements dans notre relation avec TransAlta Renewables Inc. ou dans notre propriété de celle-ci; les risques associés aux projets de développement et aux acquisitions, y compris les risques liés aux dépenses d'investissement, aux permis et licences, à la main-d'œuvre et à l'ingénierie; l'augmentation des coûts ou le report des échéances de construction ou de mise en service des pipelines ou d'approvisionnement en gaz naturel en quantités suffisantes relativement aux unités converties; des changements dans les attentes quant au versement futur de dividendes, y compris par TransAlta Renewables Inc.; les garanties d'assurance; les notes de crédit; notre provision pour impôts sur le bénéfice; les litiges et les poursuites judiciaires, réglementaires et contractuels visant la Société, y compris en ce qui a trait à l'établissement de l'exploitation commerciale à la centrale de South Hedland; l'issue des enquêtes et des litiges; la dépendance envers le personnel clé; les questions de relations de travail; et les projets de développement et les acquisitions. Les facteurs de risque susmentionnés, entre autres, sont décrits plus en détail sous la rubrique

« *Facteurs de risque* » de la présente notice annuelle ou dans un document intégré par renvoi dans les présentes, y compris notre rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (le « rapport de gestion annuel »).

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans le cadre de leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas s'y fier outre mesure, car ils reflètent les attentes de la Société uniquement à la date des présentes. Les énoncés prospectifs compris dans le présent document ne sont formulés qu'à la date du présent document. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous ne nous engageons pas à mettre ces énoncés prospectifs à jour publiquement en fonction de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou de tout autre facteur. Compte tenu de ces risques, incertitudes et hypothèses, les énoncés prospectifs pourraient ne pas se matérialiser ou se matérialiser avec une ampleur différente ou à un moment différent de ceux que nous décrivons. Nous ne pouvons vous garantir que les résultats et les événements projetés se matérialiseront.

DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI

Les états financiers consolidés audités de TransAlta pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 et le rapport de gestion annuel connexe sont par les présentes expressément intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle. Ces documents sont accessibles sur SEDAR, au www.sedar.com, et sur EDGAR, au www.sedar.com.

STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ

Dénomination et constitution

TransAlta Corporation est une société par actions organisée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA »). La Société a été constituée par certificat de fusion délivré le 8 octobre 1992. Le 31 décembre 1992, un certificat de modification a été délivré relativement à un plan d'arrangement concernant TransAlta Corporation et TransAlta Utilities Corporation (« TransAlta Utilities » ou « TAU ») en vertu de la LCSA. Par suite du plan d'arrangement, qui a été approuvé par les actionnaires le 26 novembre 1992, les porteurs des actions ordinaires de TransAlta Utilities ont échangé leurs actions ordinaires contre des actions de TransAlta Corporation à raison de une pour une. À la réalisation de l'arrangement, TransAlta Utilities est devenue une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, TransAlta a achevé une restructuration aux termes de laquelle les actifs et affaires commerciales de TAU et de Corporation d'Énergie TransAlta (« Énergie TransAlta » ou « CET ») (à l'exception des activités éoliennes) ont été transférés à TransAlta Generation Partnership, alors nouvelle société en nom collectif de l'Alberta dont les associés sont TransAlta Corporation et TransAlta Generation Ltd., filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation. TransAlta Generation Partnership est gérée par TransAlta Corporation aux termes d'une convention de société et d'une convention de services de gestion. Tout de suite après le transfert d'actifs de TAU et de CET à TransAlta Generation Partnership, TransAlta Corporation a fusionné avec TAU, CET et Keephills 3 GP Ltd. conformément aux dispositions de la LCSA.

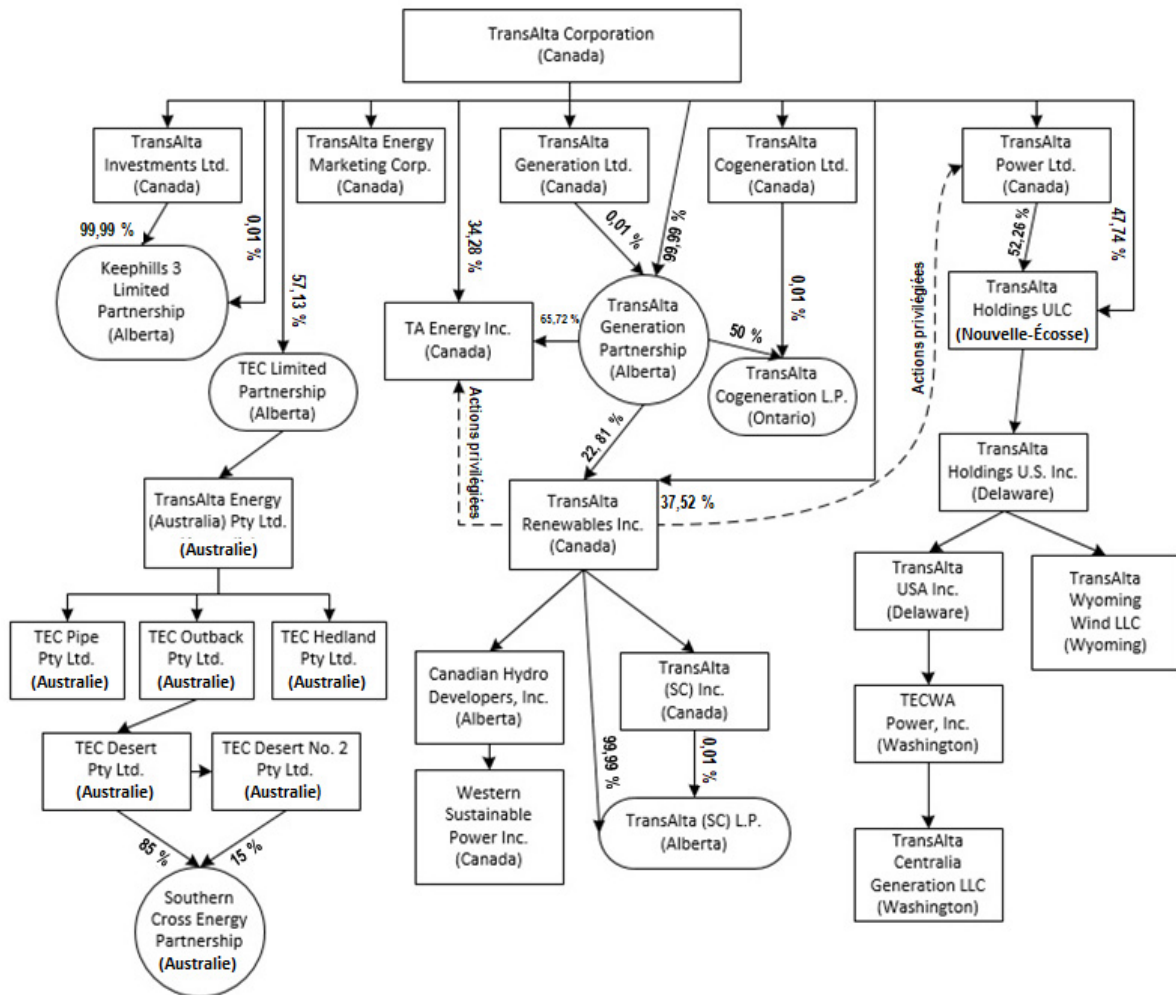
TransAlta a modifié ses statuts le 7 décembre 2010, pour créer les actions de série A et les actions de série B, puis le 23 novembre 2011, pour créer les actions de série C et les actions de série D, ainsi que le 3 août 2012, pour créer les actions de série E et les actions de série F, et enfin le 13 août 2014, pour créer les actions de série G et les actions de série H. TransAlta prévoit modifier ses statuts en 2020 afin de créer la nouvelle série d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur qui seront émises à un membre du même groupe que Brookfield Renewable Partners (« Brookfield ») lors d'une seconde clôture qui devrait avoir lieu en octobre 2020. Les modalités de cette série d'actions privilégiées ont été convenues précédemment avec Brookfield. Voir la rubrique « *Structure du capital et des emprunts – Titres échangeables* ».

Le siège social de TransAlta est situé au 110 – 12th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2R 0G7.

Nos filiales

Les principales filiales de TransAlta Corporation ainsi que leurs territoires de constitution respectifs à la date de la présente notice annuelle sont indiqués ci-après.

Certaines de nos filiales ne sont pas détenues en propriété exclusive. La plus importante filiale est TransAlta Renewables Inc. (« TransAlta Renewables »), qui a mené à bien son premier appel public à l'épargne en août 2013. Dans le cadre de ce placement, TransAlta Corporation a transféré à TransAlta Renewables certains actifs de production d'énergie éolienne et hydroélectrique détenus auparavant directement ou indirectement par TransAlta Corporation. En date du 31 décembre 2019, TransAlta Corporation était propriétaire, directement ou indirectement, d'environ 60 % des actions comportant droit de vote en circulation de TransAlta Renewables. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* ».



Notes :

- 1) Sauf indication contraire, la participation est de 100%. Comme il est indiqué ailleurs dans la présente notice annuelle, TransAlta Renewables a des participations financières dans un certain nombre de projets du fait des actions privilégiées qu'elle détient dans TA Energy Inc. et dans TransAlta Power Ltd., toutes deux détenues en propriété exclusive par TransAlta Corporation.
- 2) Nous détenons, directement ou indirectement, une participation globale d'environ 60% dans TransAlta Renewables, soit 37,52% en propriété directe et 22,81% par l'intermédiaire de TransAlta Generation Partnership. La participation résiduelle d'environ 40% dans TransAlta Renewables est détenue dans le public.

APERÇU

TransAlta

Nous sommes un fournisseur de premier plan d'énergie renouvelable et thermique alimentant depuis 108 ans l'économie et les collectivités, en toute sécurité et de façon fiable et durable. Notre ambition est d'être un chef de file mondial dans le domaine de l'énergie propre démontrant son engagement envers un avenir durable. Notre mission consiste à fournir à nos clients de l'énergie et des solutions énergétiques qui leur procureront une énergie propre, sécuritaire, fiable et à faible coût. Nous utilisons notre savoir-faire, notre envergure et notre gamme diversifiée de combustibles pour tirer parti des occasions qui se présentent sur nos principaux marchés et croître dans les secteurs où nos avantages concurrentiels peuvent être utilisés.

Alors que nous envisageons une transition vers un avenir plus durable, nos valeurs, elles, demeurent ancrées dans la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité, qui nous permettent de travailler ensemble à l'atteinte de nos objectifs communs. Ces valeurs sont les principes qui définissent notre culture d'entreprise. Elles reflètent nos compétences et notre état d'esprit et encadrent tout ce que nous faisons, tant notre conduite à l'interne que nos relations externes. Ces valeurs sont au centre de notre réussite.

- Sécurité – Nous sommes déterminés à assurer la santé et la sécurité de nos employés et des gens avec qui nous travaillons.
- Innovation – TransAlta est un chef de file en matière d'électricité propre depuis plus d'un siècle et continuera de l'être au cours des 100 prochaines années. Notre objectif est de demeurer un leader de l'électricité propre en recherchant des solutions nouvelles et novatrices pour énergiser l'économie et les collectivités.
- Développement durable – Une entreprise robuste ne peut exister que dans un environnement solide et équitable.
- Respect – Nous apprécions à leur juste valeur les perspectives et l'expérience de chacun. Le respect en milieu de travail et dans nos relations de travail est primordial.
- Intégrité – Il s'agit du fondement notre entreprise. Nous agissons toujours avec honnêteté, loyauté et transparence. Nous sommes déterminés à ce que nos actes soient le reflet de nos paroles.

TransAlta et ses sociétés devancières se consacrent au développement, à la production et à la vente d'énergie électrique depuis 1911. Nous sommes au nombre des plus grandes entreprises non réglementées de production d'électricité et de commercialisation de produits énergétiques du Canada, notre participation globale nette atteignant environ 8 051 mégawatts (« MW ») de capacité de production. Nous exploitons des centrales ayant une capacité de production globale de quelque 8 978 MW. Nous sommes axés sur la production et la commercialisation d'électricité au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale grâce à notre portefeuille diversifié de centrales alimentées au charbon, au gaz naturel, au diesel, à l'énergie hydraulique, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire.

La diversification du portefeuille d'actifs de production d'électricité de TransAlta dans de multiples zones géographiques et secteurs technologiques ainsi que la combinaison de ses actifs commerciaux et de ses actifs sous contrats procurent à TransAlta des flux de trésorerie qui soutiennent sa capacité de verser des dividendes à ses actionnaires, de réinvestir dans la croissance et de financer les investissements de maintien et les dépenses en immobilisations.

Stratégie d'entreprise

Notre objectif stratégique est d'investir de façon disciplinée dans une gamme de technologies propres et renouvelables, notamment l'éolien, l'hydroélectricité, le solaire, le stockage à batteries et le thermique (alimentation au gaz naturel et cogénération), qui produisent de l'électricité pour les clients industriels et les collectivités afin de générer des rendements pour nos actionnaires.

Le 16 septembre 2019, TransAlta a annoncé son plan d'investissement dans l'énergie propre, qui comprend la conversion au gaz naturel de ses actifs alimentés au charbon existants en Alberta et l'avancement de sa position de chef de file en matière de production d'énergie sur place et d'énergie renouvelable. Le plan d'investissement dans l'énergie propre a fourni le détail d'initiatives présentées antérieurement que TransAlta met de l'avant et fait progresser depuis le début de 2017. À l'heure actuelle, TransAlta s'applique à mettre en oeuvre des occasions de croissance d'une valeur de 1,8 G\$ à 2,0 G\$ dans le cadre de ce plan, y compris des projets d'énergie renouvelable d'une valeur d'environ 800 M\$ qui ont été achevés récemment ou qui sont en construction. La mise en œuvre et l'instauration du plan d'investissement dans l'énergie propre de TransAlta, y compris l'avancement de certaines facettes de celui-ci, sont en grande partie facilitées par l'investissement stratégique de 750 M\$ de Brookfield que nous avons annoncé en mars 2019 en réponse aux commentaires reçus de la part de nos actionnaires lors des nombreuses discussions tenues en 2018 et 2019.

La clôture de la première tranche de 350 M\$ de l'investissement de Brookfield a eu lieu en mai 2019 et a permis d'accélérer notre plan de conversion du charbon au gaz décrit ci-après. La clôture de la seconde tranche de 400 M\$ de l'investissement de Brookfield, qui devrait avoir lieu en octobre 2020, contribuera à faire progresser et à mettre en œuvre le reste de notre plan d'investissement dans l'énergie propre, notamment en ce qui a trait à la croissance prévue de nos énergies renouvelables, tout en aidant la Société à maintenir un bilan solide et une grande souplesse financière pour réaliser les autres piliers de notre stratégie dont il est question ci-après.

Le 16 janvier 2020, TransAlta a annoncé des objectifs à court terme qui viennent soutenir davantage le plan d'investissement dans l'énergie propre. En outre, nous avons annoncé nos objectifs de 2020 en matière de développement durable.

Nos priorités stratégiques visent l'obtention des résultats suivants :

1. Le succès des conversions du charbon au gaz

Dans le cadre de notre plan d'investissement dans l'énergie propre, nous procédons à la conversion au gaz naturel de nos centrales thermiques de l'Alberta. Nous prévoyons investir entre 800 M\$ et 1,0 G\$ pour convertir ou rééquiper notre parc de centrales thermiques de l'Alberta afin d'en faire des centrales alimentées au gaz naturel. Cela permettra de réorienter et de repositionner notre parc de centrales vers l'alimentation au gaz, plus propre, et de renforcer notre position de chef de file dans la production sur place tout en générant des rendements intéressants en tirant parti de l'infrastructure existante de la Société.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre de TransAlta prévoit la conversion au gaz naturel de trois de nos unités thermiques de l'Alberta en 2020 et 2021, au moyen du remplacement des chaudières au charbon existantes par des chaudières au gaz naturel. Le coût de la conversion des unités devrait s'établir entre 30 M\$ et 35 M\$ par unité environ.

En outre, le plan d'investissement dans l'énergie propre prévoit l'obtention de permis en vue de remplacer les turbines à vapeur de l'unité 5 de Sundance et de l'unité 1 de Keephills par une ou plusieurs turbines à combustion et un ou plusieurs générateurs de vapeur à récupération de chaleur, de manière à créer des unités à cycle combiné hautement efficaces. On s'attend à ce que les unités rééquipées requièrent des dépenses d'investissement de 40 % inférieures à celles d'une nouvelle centrale à cycle combiné, tout en atteignant une consommation spécifique de chaleur similaire. Le plan d'investissement dans l'énergie propre suppose l'absence de retard dans la satisfaction des besoins d'approvisionnement en gaz naturel pouvant découler de contraintes réglementaires ou autres.

Les objectifs principaux des conversions au gaz naturel sont notamment les suivants :

- Positionner le parc de centrales de TransAlta en tant que producteur à faible coût sur le marché axé uniquement sur l'énergie en Alberta;
- Générer des rendements intéressants en tirant parti de l'infrastructure existante de la Société;
- Prolonger considérablement la durée de vie de nos actifs thermiques de l'Alberta et augmenter considérablement les flux de trésorerie s'y rapportant;
- Réduire considérablement les émissions atmosphériques et les coûts.

Le texte qui suit présente les principales réalisations de la dernière année qui ont contribué à l'avancement de cette partie de notre stratégie.

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option lui permettant d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer (le « gazoduc Pioneer »). Au cours du deuxième trimestre de 2019, le gazoduc Pioneer a commencé à transporter du gaz naturel quatre mois plus tôt que prévu vers les unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta. Le gazoduc Pioneer transportait environ 50 Mpi³/j de gaz naturel pendant la phase de démarrage, durant laquelle les débits initiaux fluctuaient selon les conditions du marché. Le 1^{er} novembre 2019, le débit du gazoduc Pioneer est passé à un débit ferme d'environ 130 Mpi³/j de gaz naturel. Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. (« Tidewater ») et TransAlta détiennent chacune une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer, garantie par un contrat d'achat ferme de 15 ans auprès de TransAlta au taux du marché. L'investissement pour TransAlta, y compris l'infrastructure connexe, s'est élevé à environ 100 M\$.

En 2019, nous avons émis un ordre de démarrage des travaux (un « ODT ») pour la conversion au gaz naturel de l'unité 6 de Sundance et de l'unité 2 de Keephills au moyen du remplacement des chaudières au charbon existantes par des chaudières au gaz naturel. Nous prévoyons terminer la conversion de l'unité 6 de Sundance d'ici le deuxième semestre de 2020 et de l'unité 2 de Keephills, d'ici le premier semestre de 2021.

Nous avons l'intention d'émettre un ordre restreint de démarrage des travaux (un « ORDT ») à l'égard de l'unité 3 de Keephills au cours du premier semestre de 2020 et prévoyons terminer la conversion de cette unité en 2021. Nous évaluons la possibilité d'installer une centrale bi-combustible à l'unité 3 de Keephills afin d'avoir une latitude optimale en matière de combustible pendant la conversion du parc de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz naturel, et de gérer les retards dans l'approvisionnement requis en gaz naturel pouvant découler de contraintes réglementaires ou autres.

À l'heure actuelle, nous cherchons à obtenir les permis réglementaires nécessaires pour remplacer les turbines à vapeur de l'unité 5 de Sundance et de l'unité 1 de Keephills par des turbines à combustion et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur, ce qui nous permettra de créer des unités à cycle combiné hautement efficaces. On s'attend à ce que les unités rééquipées requièrent des dépenses d'investissement de 40 % inférieures à celles d'une nouvelle centrale à cycle combiné, tout en atteignant une consommation spécifique de chaleur similaire.

Pour avancer sa stratégie de rééquipement, TransAlta a acquis, le 30 octobre 2019, deux turbines à gaz Siemens de classe F de 230 MW et le matériel connexe pour un montant de 84 M\$. Ces turbines seront redéployées à l'emplacement de la centrale de Sundance dans le cadre de notre stratégie visant à rééquiper l'unité 5 de cette centrale en unité à cycle combiné hautement efficace. Nous prévoyons l'émission d'un ORDT en 2020 et d'un ODT en 2021 pour l'unité 5 de Sundance, et la mise en production commerciale devrait avoir lieu en 2023. L'unité à cycle combiné de l'unité 5 de Sundance aura une capacité d'environ 730 MW et devrait coûter entre 750 M\$ et 770 M\$, ce qui est bien en deçà du coût d'un projet à cycle combiné entièrement nouveau. Parallèlement au processus d'obtention des permis pour l'unité 5 de Sundance, nous attendons l'obtention des permis nécessaires pour conserver la possibilité de rééquiper l'unité 1 de Keephills afin d'en faire une unité à cycle combiné, en fonction des données fondamentales du marché. Dans le cadre de cette opération, nous prendrons en charge, à partir de la fin de 2023, un CAÉ à long terme conclu avec Shell Energy North America (Canada) visant la capacité et l'énergie, notamment en ce qui a trait au transfert des coûts liés aux gaz à effet de serre (les « GES »).

2. Soutien de la croissance de notre secteur d'énergies renouvelables

Nous élargissons encore davantage notre plateforme d'énergies renouvelables. Nous avons actuellement des projets de construction d'actifs d'énergie renouvelable totalisant plus de 400 M\$ à réaliser en 2020 et en 2021. En 2019, nous avons achevé et mis en service deux parcs éoliens, ce qui représente un investissement de plus de 340 M\$ réalisé par l'intermédiaire de TransAlta Renewables. Notre objectif est de consolider les rendements grâce à l'exécution et à l'intégration exceptionnelles de nos projets et à notre capacité de mettre en service et d'exploiter les actifs selon le calendrier prévu et conformément à nos objectifs en matière de coûts.

Le texte qui suit présente les principales réalisations de 2019 qui ont contribué à l'avancement de cette partie de notre stratégie.

Projets éoliens américains

En 2019, nous avons terminé la construction de deux projets éoliens (collectivement, les « projets éoliens américains ») dans le nord-est des États-Unis. Le projet éolien de Big Level (« Big Level »), acquis le 1^{er} mars 2018, est un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie, assorti d'un CAÉ d'une durée de 15 ans avec Microsoft Corp. Le projet éolien d'Antrim (« Antrim »), acquis le 28 mars 2019, est un projet de 29 MW situé au New Hampshire et visé par deux CAÉ d'une durée de 20 ans conclus avec Partners Healthcare et New Hampshire Electric Co-op. Big Level et Antrim sont entrés en production commerciale les 19 et 24 décembre 2019, respectivement. Les projets éoliens américains ajoutent 119 MW de capacité de production à notre portefeuille d'énergie éolienne et d'énergie solaire.

Les estimations de coûts relatives aux projets éoliens américains ont fait l'objet de nouvelles prévisions et devraient s'établir entre 250 M\$ US et 270 M\$ US, principalement en raison des impacts liés à la construction et aux conditions météorologiques ainsi que de l'augmentation des coûts relatifs aux réseaux d'interconnexion.

Projet de parc éolien de Windrise

Le 17 décembre 2018, le projet de production de 207 MW d'énergie éolienne de Windrise de TransAlta a été choisi par l'Alberta Electric System Operator (l'« AESO ») comme l'un des trois projets sélectionnés lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable. TransAlta et l'AESO ont signé une convention de soutien à la production d'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans. Le projet de Windrise est situé sur un terrain de 11 000 acres dans le comté de Willow Creek, en Alberta, et devrait coûter entre 270 M\$ et 285 M\$ environ. Les travaux d'aménagement du projet se déroulent selon le calendrier prévu. La centrale de Windrise a été approuvée par l'Alberta Utilities Commission (l'« AUC »), et le projet est présentement à l'étape de l'obtention des permis visant les lignes de transport nécessaires pour relier la centrale au réseau albertain. Les activités de construction débuteront au deuxième trimestre de 2020 et le projet est en bonne voie d'atteindre le stade de la production commerciale au cours du premier semestre de 2021.

Projet éolien de Skookumchuck

Le 12 avril 2019, TransAlta a conclu avec Southern Power une convention portant sur l'achat d'une participation de 49 % dans le projet éolien de Skookumchuck de 136,8 MW, en construction à l'heure actuelle, situé dans les comtés de Lewis et de Thurston, près de Centralia, dans l'État de Washington. Le projet fait l'objet d'un CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy. TransAlta a la possibilité d'effectuer son investissement à la date du début de la production commerciale de la centrale, prévue au cours du premier semestre de 2020. On s'attend à ce que la participation de 49 % de TransAlta dans les dépenses d'investissement totales représente entre 150 M\$ et 160 M\$ environ, dont une tranche devrait provenir d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Projet de WindCharger

Au cours du premier trimestre de 2019, TransAlta a approuvé le projet de WindCharger, un projet novateur de stockage d'énergie d'une capacité nominale de 10 MW et d'une capacité de stockage totale de 20 MWh. WindCharger est situé dans le sud de l'Alberta, dans l'arrondissement municipal de Pincher Creek, à côté de la sous-station du parc éolien de Summerview de TransAlta. WindCharger stockera l'énergie produite par l'unité II de la centrale du parc éolien de Summerview, situé à proximité, et la déversera dans le réseau électrique de l'Alberta en période de pointe. Ce projet, qui devrait être la première centrale de stockage à batteries adaptée aux services publics en Alberta, bénéficiera d'un financement conjoint du programme Emissions Reduction Alberta. En 2019, des demandes d'approbation ont été soumises aux organismes de réglementation, notamment une demande visant des installations présentée à l'AUC et une demande d'interconnexion présentée à l'AESO. L'approbation de l'AUC a été obtenue en novembre 2019 et on s'attend à obtenir celle de l'AESO d'ici la fin du premier trimestre de 2020. Les étapes de conception technique détaillée ainsi que de l'approvisionnement en équipement à long délai de livraison sont terminées. La construction devrait commencer en mars 2020, et la production commerciale, au cours du deuxième trimestre de 2020. On s'attend à ce que le coût total du projet pour TransAlta soit de 7 M\$ à 8 M\$.

3. Accroissement de notre présence sur le marché américain de l'énergie renouvelable

Nous concentrons nos efforts d'expansion des affaires sur le secteur de l'énergie renouvelable du marché américain. On s'attend à une hausse à court terme de la demande de nouvelle énergie renouvelable aux États-Unis. Notre filière de développement compte des projets d'une capacité totalisant 2 000 MW à différents stades de développement. Ces occasions devraient faire croître TransAlta Renewables, utiliser sa capacité d'endettement excédentaire et procurer des dividendes stables à TransAlta.

En plus des projets éoliens américains et du projet éolien de Skookumchuck analysés ci-dessus, en 2019, TransAlta a acquis un portefeuille de projets éoliens à développer aux États-Unis. Si nous décidons d'entreprendre ces projets, il se peut que nous soyons tenus de payer une contrepartie supplémentaire pour chaque projet qui entre en exploitation commerciale avant le 31 décembre 2025. Si nous décidons de ne pas entreprendre un projet ou si les coûts ne sont plus considérés comme récupérables, ces derniers seront imputés aux résultats. Les rendements estimatifs de ces projets et de projets similaires sont suffisants pour récupérer les coûts de projets de développement infructueux.

4. Avancement et expansion de nos activités de production sur place et de cogénération

Nous ferons croître nos actifs de production sur place et de cogénération, secteur d'exploitation dans lequel nous possédons une vaste expérience, ayant fourni des services de cogénération sur place à divers clients depuis le début des années 1990. Nous évaluons en ce moment des projets d'une capacité totalisant environ 900 MW, et nos capacités en conception technique, notre expérience des opérations et notre culture en matière de sécurité font de nous un partenaire solide dans ce secteur. Selon nous, ce secteur continuera de croître, car les clients industriels et de grande envergure recherchent des solutions en vue de réduire les coûts de production de l'énergie, de remplacer le matériel vieillissant ou inefficace, de réduire les frais liés aux réseaux et d'atteindre leurs objectifs ESG.

Dans le droit fil de cette stratégie, le 1^{er} octobre 2019, TransAlta et SemCAMS ont annoncé qu'elles avaient conclu des conventions définitives en vue de développer, de construire et d'exploiter une centrale de cogénération à l'usine de traitement de gaz acide de Kaybob South n° 3. Les installations de Kaybob sont situées stratégiquement dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et acceptent la production de gaz naturel provenant des formations de Montney et de Duvernay. TransAlta construira l'usine de cogénération et la détiendra, l'exploitera et l'entretiendra conjointement avec SemCAMS. Les coûts en capital de la nouvelle centrale de cogénération devraient totaliser entre 105 M\$ et 115 M\$ environ, et le projet devrait afficher un BAIIA annuel d'environ 18 M\$. TransAlta devra payer tous les coûts en capital pendant la construction et, sous réserve de la satisfaction de certaines conditions, SemCAMS devrait acheter une participation de 50 % dans la nouvelle centrale de cogénération à la date de début de l'exploitation commerciale, prévue pour la fin de 2021.

La centrale de cogénération hautement efficace aura une capacité installée de 40 MW. La totalité de la vapeur produite et environ la moitié de l'électricité produite seront vendues à SemCAMS aux termes d'un contrat à prix fixe d'une durée de 13 ans. TransAlta vendra le reste de la production d'électricité sur le marché albertain de l'énergie. Le contrat prévoit une prolongation automatique de sept ans sous réserve de certains droits de résiliation. L'aménagement de la centrale de cogénération à Kaybob South n° 3 devrait éliminer le besoin de chaudières traditionnelles et réduire d'environ 100 000 tonnes d'équivalent de dioxyde de carbone (« éq. CO₂ ») les émissions annuelles de carbone des installations, ce qui revient à retirer 20 000 véhicules des routes de l'Alberta.

5. Maintien d'une situation financière solide

Nous avons l'intention de demeurer disciplinés dans l'application de notre stratégie d'investissement et de continuer à tabler sur notre situation financière déjà solide.

Nous disposons actuellement de 1,7 G\$ de liquidités, dont 411 M\$ en espèces. En 2019, nous avons conclu des opérations en vue de renforcer notre position pour mettre en œuvre le plan d'investissement dans l'énergie propre, notamment celles qui suivent : (i) la conclusion avec Brookfield d'une convention d'investissement nous procurant un financement stratégique de 750 M\$, (ii) l'augmentation de 200 M\$ de notre facilité de crédit, qui a été portée au total à 2,2 G\$, et le report de l'échéance de un an, et (iii) l'obtention de la somme de 126 M\$ US dans le cadre d'un financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux en lien avec les projets éoliens américains.

En application de cette stratégie, en 2020, nous rembourserons l'obligation de 400 M\$ échéant en novembre 2020 et poursuivrons notre programme de rachat d'actions pour une somme allant jusqu'à 80 M\$.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre sera financé au moyen des capitaux obtenus dans le cadre de l'investissement stratégique de Brookfield, de la trésorerie provenant des activités d'exploitation et des capitaux réunis par l'intermédiaire de TransAlta Renewables.

Nous continuons en outre à appliquer notre programme pluriannuel Greenlight centré sur la transformation de notre entreprise et sur l'exécution de la stratégie de TransAlta axée sur la réduction de notre structure de coûts. Le programme a été mis en œuvre il y a quatre ans, et chaque année de son application renforce la culture d'amélioration continue qui imprègne l'effort des employés à produire ensemble de meilleurs résultats d'exploitation. Le programme est centré sur la création d'une structure axée sur nos employés, de manière à leur permettre de rechercher, d'élaborer et de réaliser des projets qui améliorent la performance à l'échelle de la Société, en veillant plus particulièrement à assurer une valeur durable et à améliorer les flux de trésorerie. Grâce au programme, nous avons pris des mesures pour optimiser nos actifs, réduire les émissions de GES, réduire les coûts en capital et les frais d'exploitation, améliorer l'utilisation des combustibles et simplifier les procédés. Comme cette approche est de mieux en mieux intégrée à la Société, elle a augmenté l'habilitation des employés, renforcé nos procédés et amélioré notre culture d'entreprise, tout en réduisant nos frais d'exploitation.

Notre position de tête en environnement, responsabilité sociale et gouvernance

Le développement durable nous oblige à veiller à ce que nos rendements financiers tiennent compte des données économiques à court et à long terme, des impacts environnementaux et des besoins de la société et des collectivités. Pour appliquer notre stratégie, nos décisions doivent viser aussi l'atteinte de nos objectifs ESG. Nous avons adopté il y a longtemps des pratiques exemplaires en matière de développement durable; en effet, depuis 25 ans, nous communiquons de l'information sur le développement durable et intégrons volontairement notre rapport sur le développement durable à notre rapport annuel. Nous publions un rapport annuel intégré depuis 2015. Nous mesurons nos pratiques et nos rapports à l'aune des normes établies par CDP (anciennement le *Carbon Disclosure Project*), par le Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques et par le Conseil canadien pour le commerce autochtone. Notre adoption hâtive des pratiques ESG nous a valu bon nombre de citations et de marques de reconnaissance en matière d'ESG.

En 1990, nous avons été la première société canadienne à acheter des crédits de carbone, et en 2000, nous avons été parmi les premiers à adopter la production d'énergie éolienne. Nos efforts de transformation continus nous ont permis de réduire nos émissions totales de GES de 21,3 millions de tonnes depuis 2005. Notre objectif est de ne plus produire d'électricité au moyen du charbon d'ici la fin de 2025. Les objectifs ESG de la Société sont en cohérence avec les Objectifs de développement durable de l'ONU.

Les éléments clés des cibles ESG pour 2020 approuvées par la Société consistent notamment à faire ce qui suit :

- continuer de mettre l'accent sur la sécurité des opérations et des pratiques favorisant le développement durable, notamment en réduisant au minimum les incidents environnementaux et en réalisant d'importants travaux de remise en état;

- atteindre, d'ici 2030, des objectifs de réduction de 95 % des émissions de dioxyde de soufre et de 50 % des émissions d'oxyde d'azote (« NOx ») produites par nos centrales alimentées au charbon par rapport aux niveaux de 2005 ainsi que des objectifs de réduction, à l'échelle de la Société, de 60 % des émissions de GES par rapport aux niveaux de 2015;
- entreprendre des initiatives qui amélioreront la performance environnementale de la Société, notamment la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz et la création de nouveaux projets d'énergie renouvelable qui soutiennent les objectifs de développement durable des clients afin de fournir de l'électricité à des prix abordables et de réduire les émissions de carbone à long terme;
- favoriser un accès équitable à tous les niveaux du système d'éducation par les jeunes et les Autochtones en leur offrant un soutien financier et des possibilités d'emploi;
- renforcer notre engagement en faveur de la diversité de genre en milieu de travail, y compris en adoptant l'objectif d'une représentation féminine de 50 % au conseil et d'une représentation féminine d'au moins 40 % dans tous les postes d'ici 2030;
- maintenir notre engagement à présenter de l'information ESG très rigoureuse.

Notre stratégie de répartition du capital et de financement

Notre objectif est de demeurer disciplinés dans l'application de notre programme d'investissement et de continuer à rehausser notre situation financière. Nous nous attachons à renforcer notre situation financière et nos ratios de couverture des flux de trésorerie pour veiller au maintien d'un bilan solide et à la disponibilité de capitaux suffisants pour réaliser notre stratégie.

Nous travaillons à ramener les niveaux de notre dette déconsolidée à un ratio de la dette par rapport au BAIIA inférieur à 3,0x et à continuer de verser et d'augmenter nos dividendes. Nous nous sommes fixé une fourchette cible du ratio de la dette par rapport au BAIIA d'entre 2,5x et 3,0x, en fonction des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidées de TransAlta.

Nous nous sommes aussi engagés à mettre en œuvre un programme de répartition du capital fournissant aux investisseurs une vision claire des changements que nous envisageons pour l'avenir et communiquons avec plus de transparence la manière dont les dividendes que nous recevons grâce à notre participation dans TransAlta Renewables sont soit remis aux actionnaires, soit réinvestis dans TransAlta. Le conseil a adopté une politique en matière de dividendes consistant à remettre entre 10 % et 15 % des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidées de TransAlta aux porteurs d'actions ordinaires. En plus des dividendes, sur les actions ordinaires comme sur les actions privilégiées, entre 25 % et 35 % du capital est affecté aux dépenses d'investissement de maintien et aux dépenses d'investissement liées à la productivité, de manière à ce que nos actifs existants continuent d'être exploités le plus efficacement possible. Notre programme de répartition du capital comporte également le financement des remboursements périodiques de nos titres d'emprunt amortissables. Une fois tous ces éléments pris en compte, les quelque 30 % à 50 % résiduels des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidées peuvent être affectés par la Société aux projets de croissance, à de nouvelles réductions de la dette ou au rachat d'actions.

Nous sommes convaincus que le programme exposé ci-dessus établit un équilibre entre les exigences liées à l'atteinte de nos objectifs de réinvestissement, de croissance nouvelle et de remboursement de la dette, et l'objectif consistant à procurer aux actionnaires un rendement sur le capital qu'ils ont investi.

Nos secteurs

Le secteur Charbon au Canada a une participation nette d'environ 3 032 MW de capacité de production d'électricité détenue, ainsi que notre participation dans le gazoduc Pioneer (dont il est question ci-après). Le gazoduc Pioneer et toutes les centrales de ce secteur sont situés en Alberta.

Le secteur Charbon aux États-Unis détient notre centrale thermique de Centralia, qui représente une participation nette de 1 340 MW de capacité de production d'électricité détenue. Il est prévu que l'une des unités qui représente la moitié de la capacité de production de la centrale sera mise hors service à la fin de 2020. La centrale de Centralia est située dans l'État de Washington.

Le secteur Hydroélectricité a une participation nette d'environ 926 MW de capacité de production d'électricité détenue. Les centrales comprises dans ce secteur sont principalement situées en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario.

Le secteur Énergie éolienne et solaire a une participation nette d'environ 1 467 MW de capacité de production d'électricité détenue et comprend des centrales situées en Alberta, en Ontario, au Nouveau-Brunswick, au Québec, ainsi que dans les États du Massachusetts, du Minnesota, du New Hampshire, de la Pennsylvanie et du Wyoming.

Le secteur Gaz au Canada a une participation nette d'environ 837 MW de capacité de production d'électricité détenue et comprend des centrales détenues en Alberta et en Ontario.

Le secteur Gaz en Australie a une participation nette d'environ 450 MW de capacité de production d'électricité détenue et un gazoduc situé en Australie-Occidentale.

Le secteur Commercialisation de l'énergie est chargé de la commercialisation de notre production au moyen de contrats à court et à long terme, de l'obtention d'un approvisionnement en combustible rentable et fiable et de la maximisation des marges grâce à l'optimisation de nos actifs au fil de l'évolution des marchés. Notre secteur Commercialisation de l'énergie est activement engagé dans le commerce de l'électricité, du gaz naturel et des produits environnementaux sur divers marchés.

Le secteur Siège social offre du soutien à chacun des secteurs susmentionnés et comprend les fonctions centrales de la Société que sont les fonctions financières, juridiques et administratives, ainsi que les fonctions de développement des affaires et de relations avec les investisseurs.

Nous passons périodiquement en revue nos exploitations afin d'optimiser nos actifs de production et évaluons régulièrement les possibilités de croissance appropriées de manière à maximiser leur valeur pour la Société. Par le passé, nous avons apporté des changements et des ajouts à notre parc de centrales alimentées au charbon, au gaz naturel, à l'énergie hydraulique, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire et nous pourrions le faire encore à l'avenir.

TransAlta Renewables

TransAlta Corporation est propriétaire majoritaire de TransAlta Renewables, dans laquelle elle détient une participation directe et indirecte d'environ 60 % à la date de la présente notice annuelle. TransAlta Renewables est l'un des principaux producteurs d'énergie éolienne et l'une des plus grandes sociétés de production d'énergie renouvelable cotée en bourse du Canada.

Nous avons constitué TransAlta Renewables en 2013 avec l'objectif de réaliser des avantages stratégiques et financiers précis, dont les suivants : (i) mettre sur pied une entité consacrée à la recherche et au financement d'occasions de croissance dans le secteur de la production d'énergie renouvelable et de gaz; (ii) valoriser les actifs de production d'énergie renouvelable de TransAlta; (iii) conserver la participation majoritaire de TransAlta dans les actifs sous-jacents pour qu'elle en demeure l'exploitant; (iv) affecter un produit d'environ 200 M\$ à 250 M\$ au remboursement de la dette et au renforcement du bilan de TransAlta; et (v) procurer à TransAlta une plus grande marge de manœuvre financière en lui fournissant une autre source de capitaux et des dépenses en immobilisations distinctes. Nous continuons de tirer avantage de la possession d'actifs présentant des profils risque/rendement différents dans deux sociétés distinctes, ce qui permet notamment à chacune d'elles d'attirer un financement et les investisseurs appropriés. TransAlta détient principalement des actifs commerciaux de production d'énergie à partir du charbon et d'énergie hydroélectrique, tandis que TransAlta Renewables détient des actifs de production d'énergie éolienne, solaire et à partir du gaz visés par des contrats à long terme qui génèrent des flux de trésorerie stables. La participation majoritaire de TransAlta dans TransAlta Renewables a soutenu les efforts de la Société dans sa stratégie globale de développement, de construction et d'acquisition de nouveaux actifs d'énergie renouvelable.

TransAlta Renewables ou une ou plusieurs de ses filiales en propriété exclusive sont propriétaires directement de certaines de nos centrales éoliennes, hydroélectriques et alimentées au gaz naturel. TransAlta Renewables détient également des participations financières dans un certain nombre de nos autres centrales. TransAlta Corporation fournit tous les services d'administration, de gestion et d'exploitation nécessaires pour que TransAlta Renewables puisse exploiter et administrer ses actifs et en acquérir d'autres en vertu de la convention de services de gestion et d'exploitation et de la convention de gouvernance et de coopération intervenues entre TransAlta Corporation and TransAlta Renewables. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* ».

Carte des exploitations de TransAlta

La carte suivante présente les exploitations de TransAlta en date du 31 décembre 2019.



Note:

- 1) Comprend des centrales dont TransAlta Renewables ou ses filiales sont directement propriétaires, ainsi que des centrales dans lesquelles TransAlta Renewables ou l'une de ses filiales a une participation financière. Nous sommes directement ou indirectement propriétaires d'une participation globale d'environ 60 % dans TransAlta Renewables.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

TransAlta est organisée suivant huit secteurs d'activité : Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz au Canada, Gaz en Australie, Énergie éolienne et solaire, Hydroélectricité, Commercialisation de l'énergie et Siège social. Les secteurs Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz au Canada, Gaz en Australie, Énergie éolienne et solaire et Hydroélectricité sont responsables de l'exploitation et de la maintenance de nos installations de production d'électricité et de nos installations connexes.

Le secteur Charbon au Canada est également responsable de l'exploitation et de la maintenance de nos installations minières connexes au Canada et de l'exploitation du gazoduc Pioneer en Alberta.

Le secteur Commercialisation de l'énergie est chargé de la commercialisation de notre production au moyen de contrats à court et à long terme, de l'obtention d'un approvisionnement en combustible rentable et fiable et de la maximisation des marges grâce à l'optimisation de nos actifs au fur et à mesure que les marchés évoluent. Tout en s'occupant de nos actifs, notre équipe de commercialisation commercialise activement des produits et services énergétiques auprès de producteurs d'énergie et de clients. Ce secteur s'occupe également de la gestion de la capacité de production disponible ainsi que des besoins en matière de combustible et de transport des entreprises de production.

Tous les secteurs sont soutenus par le secteur Siège social, qui comprend les fonctions centrales de la Société que sont les fonctions financières, juridiques et administratives ainsi que les fonctions de développement des affaires et de relations avec les investisseurs.

Des changements d'ordre réglementaire substantiels continuent d'avoir un impact important sur les activités et les stratégies de la Société. En 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta qui fixe des objectifs pour la réduction des émissions de gaz carbonique et l'élimination progressive de la pollution provenant de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030. TransAlta a réagi rapidement et avec détermination à cette annonce et a entrepris sa transformation complète en leader de la production d'énergie propre. Cette stratégie visait en partie à convertir à l'alimentation au gaz naturel toutes nos centrales existantes alimentées au charbon, notre objectif étant de ne plus produire d'électricité au moyen du charbon d'ici la fin de 2025. De plus, nous continuons d'agrandir notre parc de centrales de production d'énergie renouvelable et de cogénération en y ajoutant les nombreux projets de centrales éoliennes et alimentées au gaz en voie d'aménagement. Tout au long de cette transformation, nous n'oublions jamais notre mission : fournir aux consommateurs et aux collectivités de l'électricité propre, sécuritaire et fiable, et ce, à faible coût.

Les événements et les conditions d'importance qui ont eu une incidence sur nos activités au cours des trois derniers exercices et à ce jour au cours du présent exercice sont résumés ci-dessous. Certains de ces événements et conditions sont étudiés plus en détail sous la rubrique « *Activités de TransAlta* ».

Historique des trois derniers exercices

Production et expansion des affaires

2020

TransAlta Renewables Inc. mène à bien deux projets éoliens américains visés par des contrats

Le 7 janvier 2020, TransAlta Renewables a annoncé que le parc éolien de Big Level et le parc éolien d'Antrim étaient entrés en production commerciale les 19 et 24 décembre 2019, respectivement. TransAlta Renewables possède une participation financière dans ces deux parcs éoliens américains. Le parc éolien de Big Level de 90 MW, situé en Pennsylvanie, est visé par un contrat d'une durée de 15 ans conclu avec Microsoft Corp., et le parc éolien d'Antrim de 29 MW, situé au New Hampshire, est visé par deux contrats d'une durée de 20 ans conclus avec Partners Healthcare et New Hampshire Electric Co-op, respectivement. Tous ces cocontractants ont reçu la note A+ ou une note plus élevée de Standard & Poor's.

Au cours du troisième trimestre de 2019, des filiales de TransAlta ont conclu des conventions définitives avec un tiers indépendant relativement à un projet de financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux visant les parcs éoliens d'Antrim et de Big Level. En décembre 2019, par suite de l'entrée en production commerciale des parcs éoliens d'Antrim et de Big Level, environ 166 M\$ (126 M\$ US) d'avantages fiscaux ont été encaissés par les entités de TransAlta responsables du projet afin de financer partiellement les parcs éoliens d'Antrim et de Big Level, à hauteur de 41 M\$ US et de 85 M\$ US, respectivement. Le financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux est comptabilisé dans la dette à long terme à l'état de la situation financière.

TransAlta Renewables, qui détient une participation financière, a financé la construction au moyen d'une combinaison d'actions privilégiées replet et de billets à ordre portant intérêt émis par l'entité responsable du projet. Le produit des avantages fiscaux sera versé à TransAlta Renewables en remboursement du capital des billets à ordre portant intérêt ayant servi à financer la construction et en règlement des intérêts courus sur ces billets.

2019

Progression de notre plan d'investissement dans l'énergie propre

En 2019, nous avons annoncé la mise en œuvre de notre plan d'investissement dans l'énergie propre, qui comportait le projet de conversion au gaz naturel de nos centrales albertaines alimentées au charbon ainsi que le renforcement de notre position de chef de file dans le secteur de la production sur place et de la production d'énergie renouvelable.

Le plan initial de TransAlta prévoyait la conversion au gaz naturel, en 2020 et en 2021, de trois de ses unités thermiques albertaines existantes, au moyen du remplacement des chaudières au charbon existantes par des chaudières au gaz naturel. Le coût de la conversion devrait s'établir entre 30 M\$ et 35 M\$ par unité environ.

La Société a également fait progresser le processus d'obtention des permis de rééquipement de l'une, et peut-être de deux, de ses unités afin d'en faire des unités à cycle combiné hautement efficaces alimentées au gaz naturel. Les objectifs principaux des conversions au gaz naturel sont notamment les suivants :

- positionner le parc de centrales de TransAlta en tant que producteur à faible coût sur le marché axé uniquement sur l'énergie en Alberta;
- générer des rendements intéressants en tirant parti de l'infrastructure existante de la Société;
- prolonger considérablement la durée de vie des actifs thermiques de l'Alberta et augmenter considérablement les flux de trésorerie s'y rapportant;
- réduire considérablement les émissions atmosphériques et les coûts.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre de la Société comporte aussi les projets éoliens de Big Level et d'Antrim qui ont été achevés en décembre 2019, les projets éoliens de Windrise et de Skookumchuck qui sont en voie de construction et une centrale de cogénération également en construction. Ces projets reposent sur des CAÉ à long terme conclus avec des cocontractants très bien cotés. La Société poursuit également le projet innovateur de stockage à batteries WindCharger à l'une de ses centrales éoliennes existantes.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre sera financé au moyen des capitaux recueillis en 2019 dans le cadre de l'investissement stratégique de Brookfield (présenté en détail ci-dessous), de la trésorerie provenant des activités d'exploitation et des capitaux réunis par l'intermédiaire de TransAlta Renewables.

Dans le cadre du plan d'investissement dans l'énergie propre, nous avons demandé des permis pour remplacer les turbines à vapeur de l'unité 5 de Sundance et de l'unité 1 de Keephills par une ou plusieurs turbines à combustion et un ou plusieurs générateurs de vapeur à récupération de chaleur, créant ainsi des unités à cycle combiné hautement efficaces. On s'attend à ce que les unités rééquipées requièrent des dépenses d'investissement de 40 % inférieures à celles d'une nouvelle centrale à cycle combiné, tout en atteignant une consommation spécifique de chaleur similaire. Le plan suppose l'absence de retard dans la satisfaction de besoins d'approvisionnement en gaz naturel pouvant découler de contraintes réglementaires ou autres.

Le 30 octobre 2019, nous avons acquis deux turbines à gaz Siemens de classe F de 230 MW et le matériel connexe pour la somme de 84 M\$. Ces turbines seront redéployées à l'emplacement de la centrale de Sundance dans le cadre de notre stratégie visant à rééquiper l'unité 5 de cette centrale en unité à cycle combiné hautement efficace. Nous prévoyons l'émission d'un ordre restreint de démarrage des travaux (un « ORDT ») en 2020 et d'un ordre de démarrage des travaux (un « ODT ») en 2021 pour l'unité 5 de Sundance, et la mise en production commerciale devrait avoir lieu en 2023. L'unité à cycle combiné de l'unité 5 de Sundance aura une capacité d'environ 730 MW et devrait coûter entre 750 M\$ et 770 M\$, ce qui est bien en deçà du coût d'un projet à cycle combiné entièrement nouveau. Parallèlement au processus d'obtention des permis pour l'unité 5 de Sundance, nous attendons l'obtention des permis nécessaires pour conserver la possibilité de rééquiper l'unité 1 de Keephills afin d'en faire une unité à cycle combiné, en fonction des données fondamentales du marché. De plus, nous prendrons en charge, à partir de la fin de 2023, un CAÉ à long terme conclu avec Shell Energy North America (Canada) visant la capacité et l'énergie, notamment en ce qui a trait au transfert des coûts liés aux GES.

Projet de cogénération de Kaybob

Le 1^{er} octobre 2019, nous avons annoncé, conjointement avec SemCAMS Midstream ULC (« SemCAMS »), filiale de SemGroup Corporation, que nous avons conclu des conventions définitives en vue de développer, de construire et d'exploiter une centrale de cogénération à l'usine de traitement de gaz acide de Kaybob South n° 3. Les installations de Kaybob sont situées stratégiquement dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et acceptent la production de gaz naturel provenant des formations de Montney et de Duvernay. Nous construirons l'usine de cogénération et la détiendrons, l'exploiterons et l'entretiendrons conjointement avec SemCAMS. Les coûts en capital de la nouvelle centrale de cogénération devraient atteindre entre 105 M\$ et 115 M\$ environ, et le projet devrait afficher un BAIIA annuel d'environ 18 M\$. TransAlta devra payer tous les coûts en capital pendant la construction et, sous réserve de la satisfaction de certaines conditions, SemCAMS devrait acheter une participation de 50 % dans la nouvelle centrale de cogénération à la date de début de l'exploitation commerciale, prévue pour la fin de 2021.

La centrale de cogénération hautement efficace aura une capacité installée de 40 MW. La totalité de la vapeur produite et environ la moitié de l'électricité produite seront vendues à SemCAMS aux termes d'un contrat à prix fixe d'une durée de 13 ans. TransAlta vendra le reste de la production d'électricité sur le marché albertain de l'énergie. Le contrat prévoit une prolongation automatique de sept ans sous réserve de certains droits de résiliation. L'aménagement de la centrale de cogénération devrait éliminer le besoin de chaudières traditionnelles et réduire d'environ 100 000 tonnes d'éq. CO₂ les émissions annuelles de carbone des installations, ce qui revient à retirer 20 000 véhicules des routes de l'Alberta.

Convention d'échange de participations hors exploitation dans Keephills 3 et Genesee 3

Le 2 août 2019, nous avons conclu avec Capital Power Corporation (« Capital Power ») des conventions définitives prévoyant l'échange de nos participations hors exploitation respectives dans les centrales de Keephills 3 et de Genesee 3 et avons clôturé la transaction le 1^{er} octobre 2019. Depuis, nous sommes propriétaires de 100 % de la centrale de Keephills 3 et Capital Power est propriétaire de 100 % de la centrale de Genesee 3. Le prix de transaction pour chaque participation hors exploitation se compense largement, de sorte que Capital Power a payé à TransAlta la somme nette d'environ 10 M\$. Par suite des ajustements et règlements liés au fonds de roulement effectués en novembre 2019, TransAlta a payé à Capital Power un écart du fonds de roulement net de moins de 1 M\$.

Maintien du marché axé uniquement sur l'énergie en Alberta

Le 25 juillet 2019, nous avons commenté l'annonce du gouvernement de l'Alberta selon laquelle la structure de marché axé uniquement sur l'énergie sera maintenue en Alberta. Le gouvernement de l'Alberta a rempli sa promesse de rendre une décision concernant la structure du marché dans les 90 jours, ce qui a fortement réduit les incertitudes sous-jacentes à l'évaluation, par TransAlta, de décisions relatives à des investissements dans la production d'électricité sur le marché albertain. Nous avons passé en revue nos décisions relatives à des investissements futurs dans la conversion de l'alimentation au charbon à l'alimentation au gaz et dans le rééquipement, ainsi que les impacts sur les actifs hydroélectriques et éoliens dans un marché axé uniquement sur l'énergie. L'examen a permis de conclure que notre stratégie actuelle est la meilleure voie à suivre dans n'importe quelle structure de marché, de sorte que nous continuons de faire progresser notre stratégie de conversion.

Le marché axé uniquement sur l'énergie est en place depuis l'an 2000 en Alberta. La structure assure un cadre concurrentiel fiable pour la prévision et l'évaluation des risques touchant les investissements d'importance.

Décision favorable à l'égard du cas de force majeure survenu à l'unité 1 de la centrale de Keephills

Le 26 juin 2019, la Cour du Banc de la Reine en Alberta a confirmé la décision d'un groupe d'arbitrage indépendant confirmant que nous avons droit à une dispense pour cas de force majeure à l'égard de l'indisponibilité fortuite de l'unité 1 de notre centrale de Keephills survenue en 2013. La production de l'unité 1 de 395 MW de notre centrale de Keephills a été déconnectée le 5 mars 2013, par suite de l'existence soupçonnée d'une défaillance de l'enroulement du générateur. Des tests et des analyses approfondis ont permis de conclure qu'un rembobinage complet du stator du générateur était nécessaire. L'unité a été remise en service le 6 octobre 2013. Le 13 novembre 2019, l'acheteur aux termes de ce contrat d'achat d'électricité et le Balancing Pool ont demandé à la Cour d'appel de l'Alberta la permission d'en appeler de la décision de la Cour du Banc de la Reine, permission qui a été accordée le 13 février 2020. TransAlta continuera de défendre la sentence arbitrale. La demande d'appel auprès de la Cour d'appel de l'Alberta aura probablement lieu à l'automne 2020.

Projet éolien de Skookumchuck

Le 12 avril 2019, TransAlta a conclu avec Southern Power une convention visant l'achat d'une participation de 49 % dans la centrale éolienne de Skookumchuck située dans les comtés de Lewis et de Thurston, près de Centralia, dans l'État de Washington. Cette centrale éolienne de 136,8 MW est actuellement en construction. Le projet fait l'objet d'un CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy. TransAlta prévoit effectuer son investissement à la date du début de la

production commerciale de la centrale, prévue au cours du premier semestre de 2020. On s'attend à ce que la participation de 49 % de TransAlta dans les dépenses d'investissement totales représente de 150 M\$ à 160 M\$ environ, dont une tranche devrait provenir d'un financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux.

Investissement stratégique de Brookfield Renewable Partners

Le 25 mars 2019, nous avons annoncé un investissement stratégique de Brookfield qui cristallise la valeur future de nos actifs hydroélectriques, améliore notre situation financière pour l'exécution de notre stratégie, accélère les occasions de remboursement de capital aux actionnaires et associe à TransAlta un partenaire doté d'une compétence de premier ordre dans les plateformes d'énergie renouvelable et la production d'hydroélectricité. Cet investissement garantit que TransAlta se convertira à la production d'énergie propre exclusivement d'ici 2025.

Conformément aux modalités d'une convention d'investissement (la « convention d'investissement »), Brookfield s'est engagée à investir 750 M\$ dans TransAlta au moyen de l'achat de titres échangeables (décrits ci- après) qui pourront être échangés par Brookfield, à une date future, en une participation dans les titres de capitaux propres des actifs hydroélectriques albertains de TransAlta en fonction d'une valeur correspondant à un multiple du BAIIA ajusté futur de ces actifs. De plus, sous réserve des exceptions prévues dans la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre de manière à augmenter sa participation totale dans les actions de TransAlta pour la porter à 9 %. Nous travaillons à terminer notre transition vers l'énergie propre, à maximiser la valeur des actifs hydroélectriques et à créer de la valeur à long terme pour les actionnaires. Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi la tranche initiale de 350 M\$ en échange de débetures subordonnées non garanties à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039. Le solde de 400 M\$ sera investi en octobre 2020 en échange d'une nouvelle série d'actions privilégiées de premier rang, rachetables au gré de l'émetteur ou du porteur, sous réserve de certaines conditions.

Voici les avantages que présente l'investissement :

- importante injection de capitaux de 750 M\$ qui servira à l'avancement de notre stratégie de conversion du charbon au gaz, à l'avancement de la réalisation des projets de croissance existants et à l'élaboration de nouveaux projets de croissance ainsi qu'aux fins générales de l'entreprise;
- reconnaissance de la valeur future prévue de nos actifs hydroélectriques;
- création d'un nouvel actionnaire clé à long terme;
- renforcement de nos capacités opérationnelles;
- accélération des remboursements de capital aux actionnaires au moyen de rachats d'actions;
- apport d'expérience et d'expertise considérables en matière d'énergies renouvelables par l'élection au conseil d'administration de deux représentants de Brookfield, soit Harry Goldgut et Richard Legault.

Notre déclaration de changement important datée du 26 mars 2019, disponible électroniquement sur SEDAR, au www.sedar.com, et sur EDGAR, au www.sec.gov, contient des renseignements supplémentaires au sujet de l'investissement de Brookfield. On peut également consulter sur SEDAR et sur EDGAR la convention d'investissement, la débeture échangeable émise à Brookfield le 1^{er} mai 2019, la convention relative aux droits d'inscription conclue avec Brookfield à l'égard d'actions ordinaires détenues dans TransAlta et la convention d'échange et d'option conclue avec Brookfield qui régit les modalités de l'échange des titres échangeables émis dans le cadre de l'investissement. Les actionnaires sont priés de lire ces documents intégralement.

Prolongation de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de Sundance

Le 8 mars 2019, nous avons annoncé que l'AESO avait accordé une prolongation de la mise à l'arrêt des unités suivantes de la centrale de Sundance :

- l'unité 3 de la centrale de Sundance demeurera arrêtée jusqu'au 1^{er} novembre 2021, alors que la date limite antérieure était le 1^{er} avril 2020;
- l'unité 5 de la centrale de Sundance demeurera arrêtée jusqu'au 1^{er} novembre 2021, alors que la date limite antérieure était le 1^{er} avril 2020;

Nous avons demandé ces prolongations sur le fondement de l'évaluation qu'a faite la Société des prix et de la conjoncture du marché. Nous pouvons remettre les unités en marche complète moyennant un préavis de trois mois à l'AESO.

2018

Gazoduc Pioneer

Le 17 décembre 2018, nous avons exercé une option nous permettant d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Au cours du deuxième trimestre de 2019, le gazoduc Pioneer a commencé à acheminer du gaz quatre mois plus tôt que prévu aux unités de production de Sundance et de Keephills. Le gazoduc Pioneer transportait initialement environ 50 Mpi³/j au cours de la période de démarrage, lorsque les débits initiaux fluctuaient en fonction de la conjoncture du marché, et a commencé à afficher un débit ferme d'environ 130 Mpi³/j de gaz naturel le 1^{er} novembre 2019. Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. (« Tidewater ») et TransAlta détiennent chacune une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer, garantie par un contrat d'achat ferme de 15 ans auprès de TransAlta au taux du marché. L'investissement dans le gazoduc, y compris l'infrastructure connexe, s'est élevé à environ 100 M\$.

Projet réalisé dans le cadre du programme de production d'électricité renouvelable de l'Alberta – Windrise

Le 17 décembre 2018, notre projet éolien de Windrise de 207 MW a été l'un des trois projets retenus par l'AESO dans le cadre de la troisième tranche du programme de production d'électricité renouvelable (*Renewable Electricity Program*). TransAlta et l'AESO ont signé une convention de soutien à la production d'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans. Le projet de Windrise est situé sur un terrain de 11 000 acres dans le comté de Willow Creek, en Alberta, et devrait coûter entre 270 M\$ et 285 M\$ environ. Les travaux d'aménagement du projet se déroulent selon le calendrier prévu et atteindront le stade de la production commerciale au premier semestre de 2021.

Achèvement de l'agrandissement du parc éolien de TransAlta au Nouveau-Brunswick

Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé que l'agrandissement du parc éolien de 17,25 MW de Kent Hills, au Nouveau-Brunswick était entré en production commerciale, portant ainsi la capacité de production totale à 167 MW. Aux termes du CAÉ d'une durée de 17 ans, Société d'énergie du Nouveau-Brunswick reçoit à la fois de l'énergie dans son réseau électrique et des crédits d'énergie renouvelable (des « CER »). L'agrandissement de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills est situé sur un terrain d'environ 20 acres du domaine public et consiste en cinq turbines Vestas V126. Natural Forces Technologies Inc., promoteur d'énergie éolienne établi dans le Canada atlantique, et TransAlta Renewables ont développé ensemble le parc éolien et en sont copropriétaires.

Mise hors service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et mise à jour du calendrier d'arrêts temporaires

Le 31 juillet 2018, nous avons procédé à la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance en raison de sa durée de vie utile plus brève que celle d'autres unités, de son âge, de sa taille et des capitaux nécessaires pour sa remise en service. En plus de la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance, nous avons revu notre calendrier d'arrêts temporaires comme suit (l'unité 1 de la centrale de Sundance est fermée définitivement depuis le 1^{er} janvier 2018 et les unités 3 et 5 de la centrale de Sundance ont été mises à l'arrêt temporaire le 1^{er} avril 2018) : (i) l'unité 3 de la centrale de Sundance demeurera à l'arrêt temporaire jusqu'au 1^{er} novembre 2021 (alors que la date limite antérieure était le 1^{er} avril 2020); et (ii) l'unité 5 de la centrale de Sundance demeurera à l'arrêt temporaire jusqu'au 1^{er} novembre 2021 (alors que la date limite antérieure était le 1^{er} avril 2020).

Vente de trois actifs d'énergie renouvelable

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de nous une participation financière dans le parc éolien de 50 MW de Lakeswind, au Minnesota, et dans des projets d'énergie solaire totalisant 21 MW situés au Massachusetts. De plus, TransAlta Renewables a fait l'acquisition du parc éolien de 20 MW de Kent Breeze situé en Ontario. Le coût d'achat total de ces trois actifs, qui avaient une durée de vie contractuelle pondérée moyenne de 15 ans, s'élevait à 166 M\$, y compris la prise en charge par TransAlta Renewables de 62 M\$ d'obligations relatives à la masse fiscale et d'une dette liée aux projets. TransAlta Renewables a financé la tranche en capitaux propres de ces acquisitions au moyen de ses liquidités existantes. Le 28 juin 2018, TransAlta Renewables a souscrit un montant additionnel de 33 M\$ (25 M\$ US) d'actions privilégiées reflétant d'une filiale de TransAlta afin de financer le remboursement de la dette du projet de Mass Solar.

Acquisition de projets éoliens aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a conclu une entente en vue de faire l'acquisition de participations financières dans les parcs éoliens de Big Level et d'Antrim. Le 28 février 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflétant qui lui procurent une participation financière dans les parcs éoliens de Big Level et d'Antrim. Les parcs éoliens de Big Level et d'Antrim sont entrés en production commerciale les 19 et 24 décembre 2019, respectivement. Voir la rubrique « - 2020 - TransAlta Renewables Inc. mène à bien deux projets éoliens américains visés par des contrats ».

2017

Accélération de la conversion au gaz naturel des centrales alimentées au charbon

Le 6 décembre 2017, nous avons annoncé l'accélération de la conversion des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, qui passeront de la production à partir du charbon à la production à partir du gaz en 2021 ou en 2022, soit un an plus tôt que ce qui était prévu initialement. Nous avons aussi annoncé l'arrêt temporaire des activités d'une combinaison d'unités de la centrale de Sundance en 2018 et en 2019 pour permettre à deux unités alimentées au charbon de la centrale de Sundance de fonctionner à haute capacité et à plus faible coût jusqu'en 2020.

État de l'exploitation commerciale à la centrale de South Hedland

Le 1^{er} août 2017, nous avons répondu à l'affirmation de Fortescue Metals Group Ltd. (« FMG ») selon laquelle la centrale de South Hedland n'avait pas encore atteint le stade de l'exploitation commerciale. Selon nous, toutes les conditions permettant d'établir que le stade de l'exploitation commerciale a été atteint aux termes du contrat d'achat d'électricité conclu avec FMG ont été remplies intégralement. Ces conditions comprennent la réception d'un certificat d'exploitation commerciale, l'exécution et la réussite de certains tests obligatoires et l'obtention de l'ensemble des permis et des approbations nécessaires du North West Interconnected System et des organismes gouvernementaux. Le 13 novembre 2017, nous avons reçu un avis officiel de résiliation du contrat d'achat d'électricité de la centrale de South Hedland (le « CAÉ de South Hedland ») de la part de FMG. Nous avons intenté une action devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale le 4 décembre 2017 en vue de recouvrer les sommes facturées en vertu du CAÉ de South Hedland. La centrale de South Hedland est entièrement opérationnelle et en mesure de répondre aux exigences de FMG aux termes du CAÉ de South Hedland depuis juillet 2017. Voir la rubrique « *Poursuites et application de la loi* » pour de plus amples renseignements

Avis de rachat de la centrale de Solomon donné par Fortescue Metals Group

Le 1^{er} août 2017, nous avons reçu un avis portant sur l'intention de FMG de racheter la centrale de Solomon à TEC Pipe Pty Ltd. (« TEC Pipe »), filiale en propriété exclusive de la Société, pour la somme d'environ 335 M\$ US. Il existe un différend entre TransAlta et FMG au sujet du transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclame des sommes relativement à l'état de la centrale et TransAlta réclame certains frais impayés qui devraient être remboursés. Aucune date n'a encore été fixée pour l'audition de l'affaire, mais l'audition n'aura probablement pas lieu avant 2021.

Vente de la participation dans la centrale de Wintering Hills

Le 1^{er} mars 2017, nous avons vendu notre participation de 51 % dans la centrale éolienne commerciale de Wintering Hills située près de Drumheller, en Alberta, en contrepartie d'environ 61 M\$. Le produit de la vente a été affecté aux besoins généraux, y compris à la réduction de la dette et au financement de la croissance future du portefeuille d'énergie renouvelable, notamment les occasions qui peuvent s'offrir en Alberta dans le domaine de l'énergie renouvelable visée par des contrats.

Siège social et Commercialisation de l'énergie

2020

TransAlta déclare une augmentation du dividende sur les actions ordinaires et nomme John P. Dielwart comme prochain président du conseil

Nous avons annoncé que le conseil d'administration a décidé qu'à la suite du départ de l'ambassadeur Gordon D. Giffin à l'assemblée annuelle des actionnaires de 2020, John F. Dielwart sera nommé pour lui succéder au poste de président du conseil et que cette nomination prendra effet immédiatement après l'assemblée annuelle des actionnaires de 2020, à condition qu'il soit réélu administrateur à cette assemblée.

De plus, nous avons déclaré une augmentation de 6,25 % du dividende annuel, pour le porter à 0,17 \$ par action ordinaire.

2019

Conclusion favorable concernant le paiement faisant suite à la résiliation des contrats d'achat d'électricité des unités B et C de la centrale de Sundance

Le 26 août 2019, nous avons annoncé que nous avons eu gain de cause à l'issue de notre arbitrage avec le Balancing Pool au sujet du paiement résiduaire concernant la résiliation des contrats d'achat d'électricité (les « CAÉ ») des unités B et C de la centrale de Sundance. Par suite de la décision d'arbitrage, nous avons obtenu du Balancing Pool la somme intégrale que nous voulions recouvrer, à savoir 56 M\$ plus la TPS et les intérêts. Le paiement concernait des

investissements passés de TransAlta dans certains actifs miniers et d'autres actifs d'entreprise qui, selon nous, auraient dû être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette des CAÉ que contestait le Balancing Pool.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 27 mai 2019, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté notre avis de présentation d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre de rachat »). Conformément à l'offre de rachat, nous pouvons racheter jusqu'à 14 000 000 de nos actions ordinaires. Les rachats effectués aux termes de l'offre de rachat peuvent être faits au moyen d'opérations sur le marché libre à la TSX et sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle nos actions ordinaires sont négociées, en fonction du cours du marché et sous réserve de certaines restrictions. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'offre de rachat seront annulées. Entre le 29 mai 2019 et le 2 mars 2020, nous avons racheté et fait annuler au total 7 716 300 actions ordinaires au prix moyen de 8,80 \$ chacune, pour un coût total d'environ 68 M\$. Dans le cadre de l'investissement de Brookfield, la Société s'est engagée à restituer jusqu'à 250 M\$ de capital à ses porteurs d'actions ordinaires au moyen de rachats d'actions.

Nomination du chef des finances

Le 16 mai 2019, nous avons nommé Todd Stack au poste de chef des finances. M. Stack, qui était directeur général et contrôleur de la Société depuis février 2017, a été chargé d'orienter et de diriger les activités de la Société relatives aux finances, à la comptabilité, à la communication d'information, à la fiscalité et à la planification.

Nominations au conseil d'administration

En même temps que l'investissement stratégique de Brookfield, nous avons annoncé l'ajout de trois candidats chevronnés à notre liste d'administrateurs à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2019. Ces candidats étaient Harry Goldgut, Richard Legault et Robert Flexon. Ces trois candidats ainsi que tous les autres candidats aux postes d'administrateur ont été élus au conseil d'administration à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires le 26 avril 2019. MM. Legault et Goldgut sont les représentants actuels de Brookfield au conseil. Aux termes de la convention d'investissement conclue avec Brookfield, tant que Brookfield est propriétaire des titres échangeables qui lui ont été émis dans le cadre de l'investissement, elle a le droit de proposer deux candidats à l'élection au conseil de TransAlta à chaque assemblée annuelle des actionnaires.

2018

Remboursement anticipé de billets à moyen terme

Le 2 août 2018, nous avons remboursé par anticipation la totalité de nos billets à moyen terme à 6,40 % échéant le 18 novembre 2019 d'un capital global de 400 M\$ (les « billets ») alors en circulation. Le prix de remboursement par tranche de 1 000 \$ de capital des billets s'établissait à 1 061,736 \$ (pour un total de 425 M\$), ce qui comprend une prime de remboursement anticipé et les intérêts courus et impayés sur les billets à la date de remboursement.

Placement d'obligations de 345 M\$

Le 20 juillet 2018, notre filiale en propriété exclusive indirecte TransAlta OCP LP (« TransAlta OCP ») a émis pour environ 345 M\$ d'obligations dans le cadre d'un placement privé. Ces obligations sont garanties notamment par une charge de premier rang grevant la totalité sauf un pourcentage minime des titres de capitaux propres de TransAlta OCP et de son commandité, et par une charge de premier rang grevant tous les comptes de TransAlta OCP et certains autres actifs. Les obligations sont amorties et portent intérêt à compter de la date de leur émission au taux annuel de 4,509 %, les intérêts étant payables semestriellement, et elles viennent à échéance le 5 août 2030.

Réalisation par TransAlta Renewables d'un placement d'actions ordinaires par acquisition ferme de 150 M\$

Le 22 juin 2018, TransAlta Renewables a émis, dans le cadre d'un placement faisant l'objet d'une acquisition ferme, 11 860 000 actions ordinaires de TransAlta Renewables au prix de 12,65 \$ chacune, pour un produit brut revenant à TransAlta Renewables d'environ 150 M\$. En conséquence du placement, notre participation dans TransAlta Renewables a été réduite, passant d'environ 64 % à 61 %.

M. Bryan Pinney se joint au conseil d'administration

Lors de notre assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2018 qui s'est tenue le 20 avril 2018, M. Bryan Pinney a été élu à titre de nouveau membre du conseil d'administration, en remplacement de M. Thomas Jenkins. M. Pinney possède plus de 30 ans d'expérience auprès de nombreuses sociétés canadiennes parmi les plus grandes, surtout dans les secteurs de l'énergie, des ressources et de la construction. M. Pinney a été associé de Deloitte entre 2002 et 2015. Il a été associé directeur du bureau de Calgary de 2002 à 2007, puis associé directeur national en audit et assurances de 2007 à 2011 et, enfin, vice-président jusqu'en juin 2015.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 9 mars 2018, la TSX a accepté notre avis de présentation d'une offre de rachat. Conformément à l'offre de rachat, nous pouvons racheter jusqu'à 14 000 000 de nos actions ordinaires. Les rachats effectués aux termes de l'offre de rachat peuvent être faits au moyen d'opérations sur le marché libre à la TSX et sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle nos actions ordinaires sont négociées, en fonction du cours du marché et sous réserve de certaines restrictions. Pour la période allant du 14 mars 2018 au 13 mars 2019, nous avons racheté et fait annuler au total 3 264 500 actions ordinaires aux termes de cette offre de rachat au prix moyen de 7,02 \$ chacune, pour un coût total d'environ 23 M\$.

Remboursement anticipé de billets de premier rang

Le 15 mars 2018, nous avons remboursé par anticipation la totalité de nos billets de premier rang à 6,65 % de 500 M\$ US échéant le 15 mai 2018 alors en circulation. Le prix de remboursement de ces billets s'établissait à environ 617 M\$, ce qui comprend une prime de remboursement anticipé de 5 M\$ et les intérêts courus et impayés sur les billets à la date de remboursement.

2017

Financement d'un projet d'actifs éoliens au Nouveau-Brunswick

Le 2 octobre 2017, TransAlta Renewables a mené à bien un placement d'obligations de 260 M\$ pour le compte de sa filiale en propriété exclusive indirecte Kent Hills Wind LP, placement qui est garanti par une charge de premier rang grevant tous les actifs de Kent Hills Wind LP. Les obligations sont amorties et portent intérêt à compter de leur date d'émission au taux de 4,454 %, les intérêts étant payables trimestriellement, et viennent à échéance le 30 novembre 2033. Le produit net a été affecté au financement d'une partie des coûts de construction de l'agrandissement de 17,25 MW de l'unité 3 de la centrale de Kent Hills, qui est entrée en production commerciale en octobre 2018, et à l'octroi d'avances à Canadian Hydro Developers, Inc. (« CHD ») et à un membre du même groupe que Natural Forces Technologies Inc., le partenaire de la Société à qui appartient environ 17 % de Kent Hills Wind LP. Le produit des avances consenties à CHD a servi au remboursement de toutes les débetures en circulation de CHD.

L'honorable Rona Ambrose se joint au conseil d'administration

Avec prise d'effet le 17 juillet 2017, notre conseil d'administration a nommé l'honorable Rona Ambrose membre de notre conseil d'administration. L'honorable Rona Ambrose est l'ancienne chef de l'opposition officielle à la Chambre des communes du Canada et l'ancienne chef du Parti conservateur du Canada. Elle a également été ministre au sein de neuf ministères et a notamment occupé les postes de vice-présidente du Conseil du trésor et de présidente du comité du Cabinet sur la sécurité publique, la justice et les questions autochtones.

Le Balancing Pool résilie les contrats d'achat d'électricité liés à la centrale de Sundance en Alberta

Le 18 septembre 2017, nous avons reçu l'avis officiel du Balancing Pool annonçant la résiliation des contrats d'achat d'électricité de l'Alberta visant les unités B et C de la centrale de Sundance, avec prise d'effet le 31 mars 2018. Par suite de cette résiliation, nous avons reçu la somme de 157 M\$ au premier trimestre de 2018.

ACTIVITÉS DE TRANSALTA

Nos secteurs Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Énergie éolienne et solaire, Hydroélectricité, Gaz au Canada et Gaz en Australie sont chargés de l'exploitation et de la maintenance de nos centrales de production d'électricité ainsi que des installations d'exploitation minière connexes au Canada et aux États-Unis. Le secteur Commercialisation de l'énergie est chargé de la commercialisation de notre production et de l'obtention d'un approvisionnement en combustible économique et fiable. Tous les secteurs bénéficient de l'appui d'un secteur Siège social.

Au fil de la transformation de la Société en leader de l'énergie propre, la part des produits des activités ordinaires qui est attribuable au secteur Charbon au Canada et au secteur Charbon aux États-Unis devrait diminuer par rapport à celle des autres unités opérationnelles. En outre, la Société poursuit la transition amorcée pour alléger sa structure organisationnelle au moyen d'une optimisation continue et d'une structure de coûts réduits afin de s'adapter au nouveau modèle d'affaires.

Le tableau suivant présente l'apport de chaque secteur productif de produits des activités ordinaires aux produits des activités ordinaires au 31 décembre 2019 :

	<u>Produits de 2019¹⁾</u>	<u>Produits de 2018¹⁾</u>
Charbon au Canada	35 %	41 %
Charbon aux É.-U.	24 %	20 %
Gaz au Canada	9 %	10 %
Gaz en Australie	7 %	7 %
Énergie éolienne et solaire	13 %	12 %
Hydroélectricité	7 %	7 %
Commercialisation de l'énergie	5 %	3 %

Note :

- 1) *Comprend la totalité des produits des activités ordinaires de TransAlta Renewables ou de ses filiales ainsi que des centrales dans lesquelles TransAlta Renewables ou l'une de ses filiales a une participation financière. Nous détenons, directement ou indirectement, une participation globale d'environ 60 % dans TransAlta Renewables.*

Pour de plus amples renseignements sur nos résultats et nos actifs sectoriels, veuillez vous reporter à la note 5 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle.

Les rubriques suivantes de la présente notice annuelle donnent des renseignements détaillés sur les centrales par régions et par types de combustible.

Secteur Charbon au Canada

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales du secteur Charbon au Canada au 31 décembre 2019.

<u>Nom de la centrale</u>	<u>Province</u>	<u>Propriété (%)</u>	<u>Capacité nette détenue (MW)¹⁾</u>	<u>Date de l'exploitation commerciale</u>	<u>Source de produits</u>	<u>Date d'expiration du contrat²⁾</u>
Unité n° 1 de Keephills ³⁾	AB	100	395	1983	CAÉ de l'Alberta / Commerciale	2020
Unité n° 2 de Keephills ³⁾	AB	100	395	1984	CAÉ de l'Alberta / Commerciale	2020
Unité n° 3 de Keephills ⁶⁾	AB	100	463	2011	Commerciale	-
Unité n° 1 de Sheerness ⁴⁾	AB	25	100	1986	CAÉ de l'Alberta / Commerciale	2020
Unité n° 2 de Sheerness	AB	25	98	1990	CAÉ de l'Alberta	2020
Unité n° 3 de Sundance ⁵⁾⁷⁾	AB	100	368	1976	Commerciale	-
Unité n° 4 de Sundance ⁵⁾	AB	100	406	1977	Commerciale	-
Unité n° 5 de Sundance ⁵⁾⁷⁾	AB	100	406	1978	Commerciale	-
Unité n° 6 de Sundance ⁵⁾	AB	100	401	1980	Commerciale	-
Gazoduc Pioneer	AB	50	s.o.	2019	CLT	2034
Capacité nette totale du secteur Charbon au Canada			3 032			

Notes :

- 1) *Comme les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche, le total des colonnes peut ne pas être exact.*
- 2) *Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.*
- 3) *La capacité commerciale comprend un accroissement de la capacité nominale de 12 MW aux unités 1 et 2, dont l'exploitation a débuté au deuxième trimestre de 2012.*
- 4) *La capacité commerciale comprend un accroissement de la capacité nominale de 10 MW achevé au premier trimestre de 2016.*
- 5) *Le Balancing Pool a décidé de résilier le CAÉ de l'unité B de la centrale de Sundance et le CAÉ de l'unité C de la centrale de Sundance avec prise d'effet au plus tard le 31 mars 2018.*
- 6) *TransAlta et Capital Power ont réalisé un swap d'actifs entre l'unité n° 3 de Keephills et l'unité n° 3 de Genesee le 1^{er} octobre 2019 aux termes duquel TransAlta est devenue la propriétaire exclusive de l'unité n° 3 de Keephills et n'a plus de participation dans l'unité n° 3 de Genesee.*
- 7) *L'unité a été mise à l'arrêt jusqu'au 1^{er} novembre 2021.*

Keephills et Sundance

Les unités 1 et 2 de la centrale de Keephills et la centrale de Sundance sont situées à environ 70 kilomètres à l'ouest d'Edmonton, en Alberta, et appartiennent toutes deux à TransAlta. Les unités 1 et 2 de la centrale de Keephills ont chacune une capacité maximale de 395 MW.

Le 18 septembre 2017, nous avons reçu du Balancing Pool un avis officiel de résiliation du contrat d'achat d'électricité de l'Alberta visant l'unité B (3 et 4) et l'unité C (5 et 6) de la centrale de Sundance avec prise d'effet le 31 mars 2018. En conséquence, les unités 4 et 6 de la centrale de Sundance sont depuis lors exploitées à des conditions commerciales dans le marché de l'Alberta. À l'expiration du CAÉ de l'Alberta, les unités 1 et 2 de la centrale de Keephills seront exploitées sur une base commerciale pour profiter de la volatilité des prix dans le marché de l'électricité de l'Alberta axé uniquement sur l'énergie et pour offrir des services accessoires, de sorte qu'elles feront partie de nos activités d'optimisation de notre portefeuille électrique albertain.

Dans le cadre de notre plan d'investissement dans l'énergie propre, nous avons l'intention de convertir au gaz naturel nos centrales au charbon, soit par un simple remplacement des chaudières, soit par un projet plus ambitieux de construction d'une unité à cycle combiné rééquipée au moyen d'actifs existants ou nouveaux. Notre plan de base prévoit la conversion de trois chaudières au cours de la période de 2020 à 2021.

En 2019, nous avons émis un ordre de démarrage des travaux (« ODT ») pour la conversion au gaz naturel de l'unité 6 de Sundance et de l'unité 2 de Keephills au moyen du remplacement des chaudières au charbon existantes par des chaudières au gaz naturel. Nous prévoyons terminer la conversion de l'unité 6 de Sundance d'ici le deuxième semestre de 2020 et de l'unité 2 de Keephills, d'ici le premier semestre de 2021.

Nous avons l'intention d'émettre un ordre restreint de démarrage des travaux (« ORDT ») à l'égard de l'unité 3 de Keephills au cours du premier semestre de 2020 et prévoyons terminer la conversion de cette unité en 2021. Nous évaluons la possibilité d'installer une alimentation bi-combustible à cette unité afin d'avoir une latitude optimale en matière de combustible pendant la conversion du parc de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz naturel, et de gérer les retards dans l'approvisionnement requis en gaz naturel pouvant découler de contraintes réglementaires ou autres.

À l'heure actuelle, nous cherchons à obtenir les permis réglementaires nécessaires pour remplacer les turbines à vapeur de l'unité 5 de Sundance et de l'unité 1 de Keephills par des turbines à combustion et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur, ce qui créera des unités à cycle combiné hautement efficaces. On s'attend à ce que les unités rééquipées requièrent des dépenses d'investissement de 40 % inférieures à celles d'une nouvelle centrale à cycle combiné, tout en atteignant une consommation spécifique de chaleur similaire.

Nous avons acquis deux turbines à gaz Siemens de classe F de 230 MW et le matériel connexe qui seront redéployés à l'emplacement de la centrale de Sundance en vue de rééquiper l'unité 5 de cette centrale en unité à cycle combiné hautement efficace. Nous avons conclu un CAÉ à long terme non conditionnel à la production d'unités avec Shell Energy North America (Canada) visant la capacité et l'énergie, notamment en ce qui a trait au transfert des coûts liés aux gaz à effet de serre, à partir de la fin de 2023. Nous prévoyons l'émission d'un ORDT en 2020 et d'un ODT en 2021 pour l'unité 5 de Sundance, et la mise en production commerciale devrait avoir lieu en 2023. L'unité à cycle combiné de l'unité 5 de Sundance aura une capacité d'environ 730 MW. Parallèlement, nous attendons l'obtention des permis nécessaires pour rééquiper l'unité 1 de Keephills afin d'en faire une unité à cycle combiné, en fonction des données fondamentales du marché

Mise à l'arrêt temporaire d'unités de Sundance

Le 1^{er} avril 2018, nous avons mis à l'arrêt les unités 3 et 5 de Sundance. Au début de 2019, l'AESO a accordé une prolongation de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance. Ces unités demeureront arrêtées jusqu'au 1^{er} novembre 2021 (alors que la date limite antérieure était le 1^{er} avril 2020). TransAlta a demandé les prolongations sur le fondement de l'évaluation qu'elle a faite des prix et de la conjoncture du marché. TransAlta peut remettre les unités en marche complète moyennant un préavis de trois mois à l'AESO.

La décision d'arrêter temporairement certaines unités fait en sorte que les unités qui restent sont exploitées avec de solides facteurs d'utilisation de la capacité, ce qui assure des structures de coûts compétitives. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – Production et expansion des affaires* ».

Unités 1 et 2 de Sundance

Le 1^{er} janvier 2018, nous avons mis l'unité 1 de la centrale de Sundance hors service et avons mis l'unité 2 à l'arrêt temporaire. Le 31 juillet 2018, nous avons procédé à la mise hors service permanente de l'unité 2 de la centrale de Sundance en raison de sa durée de vie utile plus brève que celle d'autres unités, de son âge, de sa taille et des capitaux nécessaires pour sa remise en service. Cette mise hors service s'inscrit dans notre stratégie de transition vers l'énergie propre.

Unité 3 de Keephills et unité 3 de Genesee

TransAlta et Capital Power avaient antérieurement formé une coentreprise par l'entremise de laquelle chacune détenait une participation de 50 % dans l'unité 3 de la centrale de Keephills et dans l'unité 3 de la centrale de Genesee. L'unité 3 de la centrale de Genesee, située à environ 50 km à l'ouest d'Edmonton, était détenue conjointement avec Capital Power. Capital Power était responsable de l'exploitation de l'unité 3 de la centrale de Genesee, tandis que TransAlta était responsable de l'exploitation de l'unité 3 de la centrale de Keephills. L'unité 3 de la centrale de Keephills est entrée en production commerciale le 1^{er} septembre 2011. Chaque associé répartissait et commercialisait de façon indépendante sa part de la production d'électricité de l'unité. La Société approvisionnait l'unité 3 de la centrale de Keephills en charbon à partir de sa mine de Highvale.

Le 1^{er} octobre 2019, TransAlta et Capital Power ont conclu une entente en vue d'échanger leurs participations dans l'unité 3 de la centrale de Keephills et dans l'unité 3 de la centrale Genesee. En conséquence, TransAlta détient maintenant l'unité 3 de la centrale de Keephills en propriété exclusive, et Capital Power détient maintenant l'unité 3 de la centrale de Genesee en propriété exclusive. À la clôture de l'opération, toutes les conventions relatives à l'unité 3 de la centrale de Keephills et à l'unité 3 de la centrale de Genesee conclues avec Capital Power ont été résiliées.

Mine de Highvale

Une mine de charbon exploitée par enlèvement du terrain de couverture, située tout près des centrales thermiques de l'Alberta que nous exploitons, comble les besoins en combustible de celles-ci. Nous possédons la mine de Highvale, qui approvisionne les centrales de Sundance et de Keephills en charbon, et nous nous chargeons de l'exploitation, de la remise en état et des travaux connexes à la mine de Highvale. Nous estimons que les réserves de charbon récupérables de cette mine suffisent à répondre aux besoins prévus pour la durée de vie utile des centrales qu'elle dessert.

Nous possédons également la mine de Whitewood, qui approvisionnait auparavant en charbon la centrale de Wabamun, maintenant hors service. La mine de Whitewood n'est plus en service et nous avons terminé la remise en état de l'emplacement.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sheerness

La centrale de Sheerness est située à environ 200 km au nord-est de Calgary (Alberta) et appartient en copropriété à TransAlta Cogeneration LP (« TA Cogen ») et à Heartland Generation Ltd. (« Heartland »). Heartland est chargée de l'exploitation et de l'entretien de ces unités. Le charbon servant aux unités de la centrale de Sheerness lui est fourni par la mine de Sheerness adjacente. Les réserves de charbon de cette mine sont détenues en propriété, louées ou contrôlées conjointement par TA Cogen, Heartland et Westmoreland Coal. TA Cogen et Heartland ont conclu des ententes d'approvisionnement en charbon avec Westmoreland Coal, l'exploitante de la mine, pour l'approvisionnement en charbon. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta - Participations ne donnant pas le contrôle* ».

L'unité 2 de la centrale de Sheerness sera convertie au gaz naturel au premier trimestre de 2020.

Accord relatif à l'abandon du charbon

Le 24 novembre 2016, nous avons conclu l'accord relatif à l'abandon du charbon avec le gouvernement de l'Alberta relativement à la cessation de nos émissions provenant de l'unité 3 de la centrale de Keephills, de l'unité 3 de la centrale de Genesee et de la centrale de Sheerness, lesquelles centrales sont alimentées au charbon. L'accord relatif à l'abandon du charbon prévoit que nous avons le droit de toucher des paiements annuels en espèces d'environ 37,4 M\$, somme nette revenant à TransAlta, de la part du gouvernement de l'Alberta, à compter de 2017 et jusqu'en 2030, sous réserve du respect de certaines modalités et conditions, dont la cessation de toutes les émissions provenant de nos centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Parmi les autres conditions, on compte le maintien d'investissements et d'activités liées à des investissements prescrits en Alberta, le maintien d'une présence commerciale significative en Alberta (notamment des niveaux d'emploi prescrits), le maintien du financement de programmes et d'initiatives appuyant les collectivités établies autour des centrales et les employés de la Société appelés à subir les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon, ainsi que l'exécution de toutes les obligations envers les employés touchés, dans chaque cas comme le prévoit l'accord relatif à l'abandon du charbon. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - Production et expansion des affaires* ».

Gazoduc Pioneer

Dans le cadre de notre stratégie de conversion de nos activités canadiennes de production alimentée au charbon en activités de production alimentée au gaz, nous avons exercé une option nous permettant d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer qui achemine le gaz aux centrales de Keephills et de Sundance. Tidewater et nous détenons chacune une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer, qui est garantie par un contrat d'achat ferme de 15 ans auprès de TransAlta au taux du marché.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, le gazoduc Pioneer a commencé à acheminer du gaz quatre mois plus tôt que prévu. Le gazoduc de 130 km transportait initialement environ 50 Mpi³/j de gaz naturel au cours de la période de démarrage, lorsque les débits initiaux fluctuent en fonction de la conjoncture du marché, et a commencé à afficher un débit ferme d'environ 130 Mpi³/j de gaz naturel le 1^{er} novembre 2019. La capacité de transport du gazoduc Pioneer pourrait atteindre environ 440 Mpi³/j. Non seulement le gazoduc fournit-il du gaz naturel aux unités lorsqu'elles sont entièrement converties, mais il nous permet de passer à l'alimentation mixte – gaz naturel et charbon – à certaines centrales.

Secteur Gaz au Canada

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales canadiennes alimentées au gaz naturel au 31 décembre 2019.

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Capacité nette détenue (MW) ¹⁾	Date de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat ²⁾
Fort Saskatchewan ⁵⁾	AB	30	35	1999	Dow Chemical/Commerciale	2029
Poplar Creek ⁴⁾	AB	100	230	2001	Suncor	2030
Ottawa ⁵⁾	ON	50	37	1992	CLT/Commerciale	2020-2033
Sarnia ³⁾	ON	100	499	2003	CLT	2022-2025
Windsor ⁵⁾	ON	50	36	1996	SIERE/Commerciale	2031
Capacité nette totale du secteur Gaz au Canada⁶⁾			837			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La capacité nette détenue comprend la totalité de la capacité de production appartenant à TransAlta Renewables. Au 31 décembre 2019, TransAlta est propriétaire, directement ou indirectement, d'environ 60 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.
- 2) Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
- 3) La centrale appartient à TransAlta Renewables.
- 4) La centrale de Poplar Creek est exploitée par Suncor Energy Inc. et la propriété de la centrale lui sera transférée en 2030.
- 5) Notre participation dans ces centrales est détenue par le truchement de notre participation dans TA Cogen.
- 6) À l'exclusion de la centrale de Kaybob, qui est un actif en construction.

Fort Saskatchewan

Nous détenons une participation nette de 30 % dans la centrale de Fort Saskatchewan. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* ». La centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 118 MW de Fort Saskatchewan appartient à TA Cogen et à Prairie Boys Capital Corporation (autrefois connue sous le nom de Strongwater Energy Ltd.). Au quatrième trimestre de 2017, nous avons conclu pour la centrale de Fort Saskatchewan un contrat à long terme qui prévoit la livraison d'énergie et de vapeur au client. Le contrat a une durée initiale de 10 ans, qui a commencé le 1^{er} janvier 2020, avec l'option de deux prolongations de cinq ans. Le contrat permet à notre client de continuer de profiter de la souplesse opérationnelle qu'offre la centrale.

Poplar Creek

Notre centrale de Poplar Creek est située à Fort McMurray, en Alberta. Le 31 août 2015, la Société a restructuré son entente contractuelle visant les services de production d'électricité de sa centrale de Poplar Creek. La centrale de cogénération de Poplar Creek a été construite et est visée par un contrat afin de fournir de la vapeur et de l'électricité aux exploitations de sables bitumineux de Suncor. Conformément aux modalités de la nouvelle entente, Suncor a acquis auprès de la Société deux turbines à vapeur d'une capacité installée de 126 MW, ainsi que certains actifs d'interconnexion aux fins de transport. Suncor a également pris le plein contrôle de l'exploitation de la centrale de cogénération et pourra utiliser les générateurs à gaz de la Société à leur pleine capacité de 230 MW jusqu'au 31 décembre 2030. La propriété de l'ensemble de la centrale de cogénération de Poplar Creek sera transférée à Suncor en 2030.

Mississauga

La centrale de cogénération de Mississauga appartient à TA Cogen. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* ». Il s'agit d'une centrale de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 108 MW d'énergie électrique. La capacité était vendue aux termes d'un contrat à long terme conclu avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE »). En décembre 2016, nous avons convenu de résilier l'entente existante avec la SIERE et avons conclu un nouveau contrat d'acheminement de production autonome amélioré qui a pris effet le 1^{er} janvier 2017. Aux termes de ce nouveau contrat, nous avons reçu des paiements mensuels

fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison. À la suite de l'expiration de ce contrat, en décembre 2018, TransAlta a exercé son option de résiliation du contrat de location du terrain qui la lie à Boeing Canada Inc., avec prise d'effet le 31 décembre 2021. TransAlta doit maintenant démonter la centrale et remettre le site en état dans un délai de trois ans. Les travaux de démantèlement devraient commencer au début de 2020 et seront terminés avant la fin de l'année, y compris en ce qui concerne la décontamination et la remise en état du site.

Ottawa

La centrale d'Ottawa appartient à TA Cogen. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* ». Il s'agit d'une centrale de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 74 MW d'énergie électrique. Le 30 août 2013, la Société a annoncé la conclusion d'un nouveau contrat visant la production de la centrale avec la SIERE pour une durée de 20 ans prenant effet en janvier 2014. La centrale d'Ottawa fournit aussi de la vapeur, de l'eau chaude et de l'eau réfrigérée aux hôpitaux et aux centres de traitement membres du Centre des sciences de la santé d'Ottawa et du Centre médical de la Défense nationale. Le contrat de vente d'énergie thermique conclu avec le Centre des sciences de la santé d'Ottawa expire le 1^{er} janvier 2024.

Sarnia

La centrale de Sarnia est une centrale de cogénération à cycle combiné de 499 MW située à Sarnia, en Ontario. La centrale fournit de l'électricité et de la vapeur aux installations industrielles avoisinantes appartenant à ARLANXEO Canada Inc. (auparavant LANXESS AG, laquelle avait succédé à Bayer Inc.), à Nova Chemicals Corporation (Canada) Ltd. (« NOVA ») (qui approvisionne à son tour INEOS Styrolution, installation de production de styrène qui appartenait auparavant à NOVA) et à Produits Suncor Énergie, s.e.n.c. aux termes de contrats arrivant à échéance en 2022. Nous évaluons actuellement la possibilité de prolonger ces conventions de soutirage d'électricité et de vapeur. La centrale fournit également de l'électricité à la SIERE aux termes d'un contrat qui expire le 31 décembre 2025. Au premier trimestre de 2020, la Société a conclu un CAÉ de 30 MW d'une durée initiale de cinq ans avec une société de technologie financière de premier plan, qui aura son siège dans le Bluewater Energy Park de la Société à Sarnia.

La centrale de Sarnia utilise trois turbines à gaz Alstom 11N2, chacune pouvant produire entre 102 MW et 118 MW, une turbine à vapeur à condensation pouvant produire 120 MW et des turbines à vapeur à contrepression pouvant produire 56 MW. La centrale comprend aussi une chaudière alimentée au gaz, des postes de pompage d'eau de rivière et des unités de traitement de l'eau. En 2018, la production de Sarnia est passée de 506 MW à 499 MW en raison de la fermeture temporaire d'un générateur. La réduction de la production n'a pas d'incidence sur la capacité de la centrale à s'acquitter de ses obligations contractuelles.

Windsor

La centrale de Windsor appartient à TA Cogen. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* ». Il s'agit d'une centrale de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 72 MW d'énergie électrique, dont 50 MW ont été vendus aux termes d'un contrat à long terme conclu avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « SFIEO »). Ce contrat avec la SFIEO a expiré le 30 novembre 2016. À compter du 1^{er} décembre 2016, la centrale de Windsor a commencé à être exploitée aux termes d'un contrat conclu avec la SIERE pour une durée de 15 ans et portant sur une capacité maximale de 72 MW. La centrale de Windsor fournit également de l'énergie thermique à l'usine de montage de fourgonnettes de Fiat Chrysler Automobiles Canada Inc. située à Windsor aux termes d'un contrat qui expire en novembre 2020.

Centrale de cogénération de Kaybob

TransAlta et SemCAMs ont conclu des conventions définitives en vue de développer, de construire et d'exploiter une centrale de cogénération à l'usine de traitement de gaz acide de Kaybob South n°3. La centrale de Kaybob est située stratégiquement dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et accepte la production de gaz naturel provenant des formations de Montney et de Duvernay. La centrale de cogénération aura une capacité installée de 40 MW. La totalité de la vapeur produite et environ la moitié de l'électricité produite seront vendues à SemCAMs aux termes d'un contrat à prix fixe d'une durée de 13 ans. TransAlta vendra le reste de la production d'électricité sur le marché albertain de l'énergie. Le contrat stipule une prolongation automatique de sept ans sous réserve de certains droits de résiliation.

Secteur Gaz en Australie

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos actifs australiens.

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Capacité nette détenue (MW) ¹⁾	Date de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat
Parkeston ²⁾³⁾	WA ⁴⁾	50	55	1996	Newmont Power Pty Ltd.	2026
South Hedland ²⁾	WA ⁴⁾	100	150	2017 ⁵⁾	CLT ⁶⁾	2042
Southern Cross Energy ²⁾⁷⁾	WA ⁴⁾	100	245	1996	BHP Billiton Nickel West Pty Ltd.	2023
Gazoduc de Fortescue River	WA ⁴⁾	43	s.o.	2015	Fortescue Metals Group	2035
Capacité nette totale du secteur Gaz en Australie			450			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La capacité nette détenue comprend la totalité de la capacité de production appartenant à TransAlta Renewables. En date du 31 décembre 2019, TransAlta était propriétaire d'environ 60 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.
- 2) TransAlta Renewables détient une participation financière dans la centrale.
- 3) La centrale est visée par un contrat jusqu'en octobre 2026 prévoyant des options de résiliation anticipée à compter de 2021.
- 4) Australie-Occidentale.
- 5) Fortescue Metals Group (« FMG ») est visée par des contrats concernant 23 % de sa capacité, Horizon Power ayant conclu un contrat concernant le reste de la capacité, soit 77 % de celle-ci. FMG conteste la déclaration de la Société au sujet de la date du début de l'exploitation commerciale. Voir la rubrique « Poursuites et application de la loi ».
- 6) Les contrats à long terme ont deux cocontractants : Horizon Power et FMG. Le 13 novembre 2017, FMG prétendait résilier le CAÉ visant South Hedland.
- 7) Comprend quatre centrales.

Tous nos actifs australiens appartiennent, directement ou indirectement, à TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. (« TEA »), filiale en propriété exclusive de TransAlta. Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis des actions privilégiées replet qui lui procurent une participation financière fondée sur les flux de trésorerie correspondant plus ou moins aux flux de trésorerie distribuables nets sous-jacents de TEA, en contrepartie d'un paiement correspondant à 1,78 G\$, montant qui comprenait le coût du financement des travaux restants pour terminer la construction de la centrale de South Hedland.

Conformément aux modalités des actions privilégiées replet, TransAlta Renewables a le droit de recevoir, en priorité par rapport aux porteurs d'actions ordinaires du capital de TEA, des dividendes en espèces privilégiés trimestriels. Les actions privilégiées ne confèrent aucun droit résiduel de participation aux résultats de TEA. En cas de liquidation ou de dissolution de TEA ou de toute autre distribution de ses actifs entre ses actionnaires en vue de liquider ses affaires, TransAlta Renewables a le droit, sous réserve de la législation applicable, de recevoir de TEA, en qualité de seul porteur d'actions privilégiées, avant que TEA ne fasse quelque distribution que ce soit aux porteurs des actions ordinaires ou d'autres actions de rang inférieur aux actions privilégiées, une somme égale à la juste valeur marchande des actifs australiens.

Parkeston

La centrale de Parkeston est une centrale mixte alimentée au gaz naturel et au diesel de 110 MW, qui nous appartient en copropriété par l'intermédiaire d'une coentreprise en parts égales que nous avons formée avec NP Kalgoorlie Pty Ltd., filiale de Newmont Australia Limited. La centrale de Parkeston alimente en énergie avant tout Kalgoorlie Consolidated Gold Mines et le contrat d'approvisionnement initial a expiré en 2016. La centrale est visée par un nouveau contrat ayant pris effet le 1^{er} novembre 2016, lequel prolonge le contrat antérieur jusqu'en octobre 2026 et prévoit des options de résiliation dont chaque partie peut se prévaloir à compter de 2021. Nous évaluons des occasions potentielles de renouveler ou de prolonger le contrat d'approvisionnement. La capacité et l'énergie commerciales, le cas échéant, sont vendues sur le marché de gros de l'électricité de l'Australie-Occidentale. Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie de la centrale de Parkeston.

Southern Cross

La centrale de Southern Cross Energy est composée de quatre installations de production alimentées au gaz naturel et au diesel d'une capacité combinée de 245 MW. Southern Cross Energy vend sa production aux termes d'un contrat conclu avec BHP Billiton Nickel West qui a été renouvelé en octobre 2013 pour 10 ans. Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie de la centrale de Southern Cross Energy.

South Hedland

En 2014, TransAlta a été choisie comme adjudicataire du contrat de conception, de construction, de propriété et d'exploitation d'une centrale à cycle combiné de 150 MW près de South Hedland, en Australie-Occidentale. La construction a débuté au début de 2015 et la centrale a atteint le stade de l'exploitation commerciale le 28 juillet 2017. Toute la production de la centrale a fait l'objet d'un contrat d'une durée de 25 ans conclu avec deux clients. La majeure partie de la capacité de la centrale demeure visée par un contrat conclu avec Horizon Power, la société d'État qui fournit l'électricité dans la région. Le second client est le secteur des activités portuaires de FMG pour une capacité de 35 MW. En novembre 2017, nous avons reçu un avis de FMG qui prétendait résilier son CAÉ. Nous avons contesté cet avis et sommes actuellement parties à un litige avec FMG portant sur cette contestation. Il est prévu que les tribunaux entendront l'affaire vers le milieu de 2020. Voir la rubrique « *Poursuites et application de la loi* » pour de plus amples renseignements. Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie de la centrale de South Hedland.

Gazoduc de Fortescue River

En 2014, nous avons créé la coentreprise Fortescue River Gas Pipeline avec le DBP Development Group. La coentreprise (dans laquelle TransAlta détient une participation de 43 %) a obtenu le contrat de conception, de construction, de propriété et d'exploitation du gazoduc de Fortescue River de 270 km qui transporte du gaz naturel jusqu'à la centrale de Solomon. Le gazoduc a été achevé au premier trimestre de 2015 et est exploité aux termes d'un contrat de transport ferme de gaz d'une durée initiale de 20 ans conclu avec une filiale de FMG. Aux termes de la convention sur le tarif gazier, FMG a l'option d'acheter le gazoduc de Fortescue River à compter de mars 2020. Le gazoduc d'un diamètre de 16 pouces possède une capacité d'écoulement initiale de 64 TJ par jour. Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie du gazoduc.

Secteur Énergie éolienne et solaire

Au 31 décembre 2019, le secteur Énergie éolienne et solaire détenait des participations d'environ 1 446 MW de capacité éolienne nette provenant de 10 parcs éoliens dans l'Ouest canadien, de 4 en Ontario, de 2 au Québec, de 3 au Nouveau-Brunswick et de 4 aux États-Unis, plus précisément dans les États du Wyoming, du Minnesota, de la Pennsylvanie et du New Hampshire. Nous détenons également une participation dans une centrale solaire de 21 MW dans l'État du Massachusetts, aux États-Unis.

Le vent et l'énergie solaire ne sont généralement pas des ressources qui peuvent être réparties; par conséquent, sur les marchés commerciaux, les actifs éoliens et solaires ne peuvent pas servir à garantir le prix commun moyen annuel. Nous formulons donc différentes hypothèses de produits prévisionnels tirés de la production provenant d'un actif éolien ou solaire comparativement à un actif de base. Si ces hypothèses de prix et ces prévisions de production se révèlent inexactes, les produits correspondants reçus pourraient être réduits. Les prévisions de production sont fondées sur la prévision de production moyenne à long terme d'un emplacement donné, qui tient compte des conditions météorologiques historiques. Sur une période d'un an donnée, il peut y avoir des variations par rapport à cette moyenne à long terme. Afin de prévoir la production, il faut formuler des hypothèses quant à un certain nombre de facteurs en fonction des données historiques relatives à l'emplacement. Dans le cas d'un parc éolien, ces facteurs comprennent la conception du parc éolien, notamment quant aux pertes dues au sillage et aux systèmes à capteurs distribués, au cisaillement du vent et aux pertes électriques à l'intérieur de l'emplacement. Dans le cas d'un parc solaire, la production d'énergie à long terme dépend de l'inclinaison des panneaux et de la distance entre les rangées de panneaux, de l'ensoleillement, du contexte ambiant, par exemple la température et la vitesse du vent, ainsi que des pertes électriques à l'emplacement. Si ces hypothèses se révèlent inexactes, la production réelle sera supérieure ou inférieure aux prévisions à long terme pour l'emplacement.

En plus des contrats de vente de l'énergie produite, nous concluons des contrats à long et à court terme pour la vente des caractéristiques environnementales des centrales éoliennes commerciales, y compris des crédits compensatoires et des CER. Ces activités contribuent à assurer la constance des résultats tirés de ces actifs. En général, pour les centrales faisant l'objet d'un contrat à long terme, l'acheteur aux termes d'un tel contrat peut conserver les avantages tirés des caractéristiques environnementales.

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales éoliennes et solaires.

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Capacité nette détenue (MW) ¹⁾	Date du début de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat ²⁾
Centrales éoliennes en Alberta						
Ardenville ^{4) 5)}	AB	100	69	2010	Commerciale	☐
Blue Trail ^{4) 5)}	AB	100	66	2009	Commerciale	☐
Castle River ^{4) 5) 6)}	AB	100	44	1997☐2001	Commerciale	-
Cowley North ^{4) 5)}	AB	100	20	2001	Commerciale	☐
Macleod Flats ^{4) 5)}	AB	100	3	2004	Commerciale	☐
McBride Lake ^{4) 5)}	AB	50	38	2004	ENMAX	2024
Sinnott ^{4) 5)}	AB	100	7	2001	Commerciale	☐
Soderghen ^{4) 5)}	AB	50	35	2006	Commerciale	☐
Summerview 1 ^{4) 5)}	AB	100	70	2004	Commerciale	☐
Summerview 2 ^{4) 5)}	AB	100	66	2010	Commerciale	☐
Centrales éoliennes dans l'est du Canada						
Kent Breeze ⁴⁾	ON	100	20	2011	SIERE	2031
Kent Hills 1 ⁴⁾	NB	83	80	2008	Énergie NB	2035
Kent Hills 2 ⁴⁾	NB	83	45	2010	Énergie NB	2035
Kent Hills 3 ⁴⁾	NB	83	14	2018	Énergie NB	2035
Le Nordais ^{4) 5) 7)}	QC	100	98	1999	Hydro-Québec	2033
Melancthon I ⁴⁾	ON	100	68	2006	SIERE	2026
Melancthon II ⁴⁾	ON	100	132	2008	SIERE	2028
New Richmond ^{4) 5)}	QC	100	68	2013	Hydro-Québec	2033
Wolfe Island ⁴⁾	ON	100	198	2009	SIERE	2029
Centrales éoliennes et solaires aux États-Unis						
Antrim ³⁾	NH	100	29	2019	Partners Healthcare and New Hampshire Electric	2038
Big Level ³⁾	PA	100	90	2019	Microsoft	2033
Lakeswind ³⁾	MN	100	50	2014	CLT	2034
Mass Solar ^{3) 8)}	MA	100	21	2012-2015	CLT	2032-2045
Centrale éolienne du Wyoming ³⁾	WY	100	140	2003	CLT	2028
Capacité nette totale du secteur Énergie éolienne et solaire⁹⁾			1 467			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. Le total des colonnes peut ne pas être exact. La capacité nette détenue comprend la totalité de la capacité de production appartenant à TransAlta Renewables. En date du 31 décembre 2019, TransAlta était propriétaire, directement et indirectement, d'environ 60 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.
- 2) Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
- 3) TransAlta Renewables détient une participation financière dans la centrale.
- 4) Centrale appartenant directement à TransAlta Renewables.
- 5) Ces centrales sont certifiées ÉcoLogo®. La certification ÉcoLogo est accordée aux produits dont le rendement environnemental est égal ou supérieur à toutes les normes de sécurité et de rendement du gouvernement et du secteur.
- 6) Comprend sept turbines supplémentaires à d'autres emplacements.
- 7) Comprend deux centrales.
- 8) Comprend plusieurs centrales.
- 9) À l'exception de WindCharger et de Windrise, qui sont des actifs en construction.

La totalité de l'électricité produite et vendue par notre secteur Énergie éolienne en Alberta et au Québec provient de centrales qui portent la certification ÉcoLogo. Nous sommes un distributeur accrédité ÉcoLogo d'électricité produite par des sources alternatives dans le cadre du programme Choix environnemental d'Environnement Canada.

Centrales éoliennes en Alberta

Ardenville

La centrale d'Ardenville, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 69 MW situé à environ 8 kilomètres au sud de Fort Macleod, en Alberta. Elle est adjacente à la centrale éolienne de Macleod Flats. C'est nous qui avons construit ce projet, qui a commencé ses activités commerciales le 10 novembre 2010. En 2018, le parc éolien d'Ardenville a obtenu une prolongation pour générer des crédits compensatoires aux termes de la réglementation de l'Alberta intitulée Alberta Technology Innovation and Emission Reduction (le « TIER ») jusqu'en octobre 2023 et a droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable jusqu'en novembre 2020. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables (au sens attribué à ce terme dans le glossaire) et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

Blue Trail

La centrale de Blue Trail, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 66 MW situé dans le sud de l'Alberta, qui a commencé ses activités commerciales en novembre 2009. Le parc éolien de Blue Trail génère des crédits compensatoires de carbone aux termes du TIER jusqu'en septembre 2022 et avait droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en novembre 2019. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

Castle River

La centrale de Castle River appartient à TransAlta Renewables. La centrale éolienne de Castle River de 44 MW est composée de 66 éoliennes Vestas (3 éoliennes Vestas V44 de 600 kW et 63 éoliennes Vestas V47 de 660 kW) montées sur des tours de 50 mètres et est située au sud-ouest de Pincher Creek, en Alberta. Elle comprend aussi six autres éoliennes, totalisant 4 MW, situées séparément dans le comté de Cardston et la région de Hillspring, dans le sud-ouest de l'Alberta. La centrale de Castle River a commencé ses activités commerciales par phases de novembre 1997 à juillet 2001. Elle génère des crédits pour la performance en matière d'émissions (des « CPE ») aux termes du TIER. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

Cowley North

La centrale de Cowley North appartient à TransAlta Renewables. La centrale éolienne de Cowley North de 20 MW est composée de 15 éoliennes Nordex N60 de 1,3 MW montées sur des tours de 65 mètres et est située à proximité des villes de Cowley et de Pincher Creek, dans le sud de l'Alberta. Elle a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. Le parc éolien de Cowley North génère des CPE aux termes du TIER. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

Macleod Flats

La centrale de Macleod Flats, qui appartient à TransAlta Renewables, est composée d'une seule éolienne de 3 MW et est située près de Fort Macleod. Elle a été mise en service en 2004 et nous l'avons achetée en 2009. Elle génère des crédits d'énergie renouvelable. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

McBride Lake

La centrale de McBride Lake appartient à TransAlta Renewables. La centrale éolienne de McBride Lake de 75 MW, partiellement détenue par ENMAX Generation Portfolio Inc., est composée de 114 éoliennes Vestas V47 (660 kW) montées sur des tours de 50 mètres et est située au sud de Fort Macleod, en Alberta. Elle a commencé ses activités commerciales en avril 2004. Sa production est vendue aux termes du CAÉ de 20 ans conclu avec ENMAX Energy Corp. venant à échéance en 2024. Cette centrale génère des CPE aux termes du TIER.

Sinnott

La centrale de Sinnott appartient à TransAlta Renewables. Cette centrale, d'une capacité installée totale 7 MW, est composée de cinq éoliennes Nordex N60 de 1,3 MW montées sur des tours de 65 mètres et est située directement à l'est de la centrale éolienne de Cowley North et au nord de Pincher Creek, en Alberta. Elle a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. Le parc éolien de Sinnott génère des CPE aux termes du TIER. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

Soderglen

La centrale de Soderglen de 71 MW, qui appartient à TransAlta Renewables, est composée de 47 éoliennes GE SLE de 1,5 MW montées sur des tours de 65 mètres et est située au sud-ouest de Fort Macleod. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en septembre 2006. Le parc éolien de Soderglen génère des CPE aux termes du TIER. Elle appartient à parts égales à TransAlta Renewables et à Nexen Energy ULC. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables et vendons ensuite 50 % de cette production sur le marché au comptant de l'Alberta (ce qui exclut la partie de la production qui appartient à Nexen Energy ULC).

Unité 1 de Summerview

L'unité 1 de la centrale de Summerview, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 66 MW situé à environ 15 km au nord-est de Pincher Creek, en Alberta. Nous l'avons construite et celle-ci a commencé ses activités commerciales en 2004. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

Unité 2 de Summerview

L'unité 2 de la centrale de Summerview appartient à TransAlta Renewables. L'unité 2 de la centrale de Summerview est un parc éolien de 66 MW composé de 38 éoliennes Vestas V80 de 1,8 MW montées sur des tours de 67 mètres et est située à environ 15 kilomètres au nord-est de Pincher Creek, en Alberta. La centrale a commencé ses activités commerciales en septembre 2004. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

WindCharger

WindCharger est un projet de stockage d'énergie d'une capacité nominale de 10 MW et d'une capacité de stockage totale de 20 MWh. WindCharger est situé dans le sud de l'Alberta, dans l'arrondissement municipal de Pincher Creek, à côté de la sous-station du parc éolien de Summerview. WindCharger stockera l'énergie produite par l'unité 2 de la centrale du parc éolien de Summerview, situé à proximité, et la déversera dans le réseau électrique de l'Alberta en période de pointe. Ce projet, qui devrait être la première centrale de stockage à batteries adaptée aux services publics en Alberta, bénéficiera d'un financement conjoint du programme Emissions Reduction Alberta. Des demandes d'approbation ont été soumises aux organismes de réglementation, notamment une demande visant des installations présentée à l'AUC et une demande d'interconnexion présentée à l'AESO. L'approbation de l'AUC a été obtenue en novembre 2019 et on s'attend à obtenir celle de l'AESO d'ici la fin du premier trimestre de 2020. La construction devrait commencer en mars 2020, et la date du début de l'exploitation commerciale devrait se situer au cours du deuxième trimestre de 2020. Le projet de WindCharger est considéré comme un candidat potentiel à un transfert de propriété en faveur de TransAlta Renewables.

Windrise

Le 17 décembre 2018, le projet Windrise de TransAlta a été choisi par l'AESO comme l'un des trois projets sélectionnés lors de la troisième tranche du programme d'électricité renouvelable. Le projet éolien de Windrise de 270 MW est situé sur un terrain de 11 000 acres dans le comté de Willow Creek. TransAlta et l'AESO ont signé une convention de soutien à la production d'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans. La centrale de Windrise a été approuvée par l'AUC, et le projet est présentement en processus d'obtention des permis visant les lignes de transport nécessaires pour relier la centrale au réseau albertain. Les activités de construction débuteront au deuxième trimestre de 2020 et le projet est en bonne voie d'atteindre le stade de la production commerciale au cours du premier semestre de 2021. Le projet de Windrise est considéré comme un candidat potentiel à un transfert de propriété en faveur de TransAlta Renewables.

Centrales éoliennes dans l'est du Canada

Kent Breeze

La centrale de Kent Breeze est un projet éolien de 20 MW situé à Thamesville, en Ontario. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en 2011. Sa production est vendue à la SIERE. Kent Breeze donne droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'au 31 décembre 2021. Le 31 mai 2018, la centrale a été acquise par TransAlta Renewables. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - Production et expansion des affaires* ».

Kent Hills 1

La centrale de Kent Hills 1 appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Kent Hills est un projet de 96 MW situé à Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, qui livre de l'électricité aux termes d'un CAÉ de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick. Natural Forces Technologies Inc. (« Natural Forces »), promoteur d'énergie éolienne établi dans le Canada atlantique qui est notre partenaire pour le développement conjoint de ce projet, a exercé son option lui

permettant de faire l'acquisition d'une participation de 17 % dans le projet de Kent Hills en mai 2009. La centrale de Kent Hills a commencé ses activités commerciales en 2008. Le 1^{er} juin 2017, le CAÉ de la centrale de Kent Hills 1 a été prolongé de deux années, soit jusqu'en 2035. La centrale de Kent Hills 1 a reçu des paiements dans le cadre du programme écoÉNERGIE jusqu'au 31 décembre 2018.

Kent Hills 2

La centrale de Kent Hills 2 appartient à TransAlta Renewables. Cet agrandissement de la centrale de Kent Hills est un parc éolien de 54 MW qui livre aussi de l'électricité aux termes d'un CAÉ de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick expirant en 2035. Natural Forces a exercé son option lui permettant de faire l'acquisition d'une participation de 17 % dans le projet d'agrandissement de l'unité 2 de Kent Hills après le début des activités commerciales. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en 2010. La centrale de Kent Hills 2 appartient à TransAlta Renewables et donne droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en novembre 2020.

Kent Hills 3

La centrale de Kent Hills 3 appartient à TransAlta Renewables. Le 1^{er} juin 2017, nous avons signé un CAÉ avec Énergie Nouveau-Brunswick relativement à un nouvel agrandissement du parc éolien de Kent Hills. Le projet d'agrandissement, soit la centrale de Kent Hills 3, a atteint le stade de l'exploitation commerciale le 19 octobre 2018 et ajoute cinq turbines de 3,45 MW au parc éolien de Kent Hills, procurant 17,25 MW additionnels à cet emplacement. La capacité de production des trois centrales de Kent Hills est ainsi portée globalement à 167 MW. Le CAÉ de la centrale de Kent Hills 3 expire en 2035. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - Production et expansion des affaires* ».

Le Nordais

La centrale éolienne du Nordais de 98 MW est située à deux emplacements : celui de Cap-Chat, d'une capacité installée de 55,5 MW, comprenant 74 éoliennes NEG-Micon de 750 kW montées sur des tours de 55 mètres, et celui de Matane, d'une capacité installée de 42 MW, comprenant 56 éoliennes NEG-Micon de 750 kW montées sur des tours de 55 mètres. La centrale du Nordais est située dans la péninsule gaspésienne, au Québec. Elle a commencé ses activités commerciales en 1999. La production de cette centrale est vendue à Hydro-Québec et génère des CER. Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procuraient une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie du parc éolien du Nordais. Par la suite, soit le 30 novembre 2016, la participation financière a été remplacée par la propriété directe de l'entité propriétaire du parc éolien du Nordais. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta - Participations ne donnant pas le contrôle* ».

Melancthon I

La centrale de Melancthon I appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Melancthon I, projet éolien de 68 MW composé de 45 éoliennes GE de 1,5 MW montées sur des tours de 80 mètres, est située dans le canton de Melancthon, près de Shelburne, en Ontario. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en mars 2006. Sa production est vendue à la SIERE aux termes d'un CAÉ arrivant à échéance en 2026.

Melancthon II

La centrale de Melancthon II appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Melancthon II, projet éolien de 132 MW composé de 88 éoliennes GE de 1,5 MW montées sur des tours de 80 mètres, est située à proximité de la centrale de Melancthon I dans les cantons de Melancthon et d'Amaranth, en Ontario. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2008. Sa production est vendue à la SIERE aux termes d'un CAÉ arrivant à échéance en 2028.

New Richmond

La centrale de New Richmond appartient à TransAlta Renewables. La centrale de New Richmond, projet éolien de 68 MW composé de 27 éoliennes Enercon E82 de 2,0 MW et de 6 éoliennes Enercon E82 de 2,3 MW montées sur des tours de 100 mètres, est située à New Richmond, au Québec. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en mars 2013. Sa production est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans signé avec Hydro-Québec Distribution arrivant à échéance en 2033.

Wolfe Island

La centrale de Wolfe Island appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Wolfe Island, projet éolien de 198 MW composé de 86 éoliennes Siemens SWT 93 de 2,3 MW montées sur des tours de 80 mètres, est située dans l'île de Wolfe, près de Kingston, en Ontario. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en juin 2009. Sa production est vendue à la SIERE aux termes d'un CAÉ arrivant à échéance en 2029. La centrale de Wolfe Island donnait droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en juin 2019.

Centrales éoliennes et solaires aux États-Unis

Antrim

Le parc éolien d'Antrim est un projet éolien de 29 MW situé à Antrim, au New Hampshire. Ce parc éolien a été construit par TransAlta Corporation et a été mis en service en décembre 2019. Il est entièrement opérationnel et visé par deux CAÉ à long terme en vigueur jusqu'en 2039 conclus avec Partners Healthcare and New Hampshire Electric. Le 28 février 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées replet qui lui procurent une participation financière dans le parc éolien. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - Production et expansion des affaires* ».

Big Level

Le parc éolien de Big Level est un projet éolien de 90 MW situé dans le comté de Potter, en Pennsylvanie. Ce parc éolien a été construit par TransAlta Corporation et a été mis en service en décembre 2019. Il est entièrement opérationnel et visé par un CAÉ à long terme en vigueur jusqu'en 2034 conclu avec Microsoft. Le 28 février 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées replet qui lui procurent une participation financière dans le parc éolien. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité - Production et expansion des affaires* ».

Lakeswind

Le parc éolien de Lakeswind est un projet éolien de 50 MW situé près de Rollag, au Minnesota. Ce parc éolien a été acquis en 2015 auprès d'un membre du même groupe que Rockland Capital LLC. Il est entièrement opérationnel et visé par un CAÉ à long terme en vigueur jusqu'en 2034 conclu avec plusieurs cocontractants de grande qualité. Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées replet qui lui procurent une participation financière dans le parc éolien. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité - Production et expansion des affaires* ».

Mass Solar

Le parc de Mass Solar est un projet solaire de 21 MW comprenant plusieurs installations situées au Massachusetts. Ce parc solaire a été acquis en 2015 auprès d'un membre du même groupe que Rockland Capital LLC. Il est opérationnel et visé par un CAÉ à long terme conclu avec plusieurs cocontractants de grande qualité. Outre les produits des activités ordinaires provenant du CAÉ, les projets génèrent des CER qui expirent en 2024. Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées replet qui lui procurent une participation financière dans le parc solaire. Voir les rubriques « *Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - Production et expansion des affaires* » et « *Activités de TransAlta - Participations ne donnant pas le contrôle - TransAlta Renewables* ».

Wyoming

Le parc éolien du Wyoming est un projet éolien de 140 MW situé à proximité d'Evanston, dans le Wyoming. Ce parc éolien a été acquis en décembre 2013 auprès d'un membre du même groupe que NextEra Energy Resources, LLC. Il est visé par un CAÉ à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec un cocontractant de qualité. TransAlta Renewables détient des actions privilégiées replet de la Société qui lui procurent une participation financière dans le parc éolien. Voir la rubrique « *- Participations ne donnant pas le contrôle - TransAlta Renewables* ».

Secteur Hydroélectricité

Le secteur Hydroélectricité détient une participation dans 926 MW nets. Les centrales sont situées en Colombie-Britannique, en Alberta, en Ontario et dans l'État de Washington.

En plus de contrats de vente d'électricité, des contrats à long et à court terme sont conclus pour la vente des caractéristiques environnementales des centrales hydroélectriques commerciales. Ces activités contribuent à assurer la stabilité des résultats tirés de ces actifs. En général, pour les centrales faisant l'objet d'un contrat à long terme, les avantages tirés des caractéristiques environnementales générées sont transmis au titulaire du contrat.

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales hydroélectriques au 31 décembre 2019.

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Capacité nette détenue (MW) ¹⁾	Date de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat ²⁾
Alberta - Réseau hydrographique de la rivière Bow.....						
Barrier ³⁾	AB	100	13	1947	CAÉ de l'Alberta	2020
Bearspaw ³⁾	AB	100	17	1954	CAÉ de l'Alberta	2020
Cascade ³⁾	AB	100	36	1942, 1957	CAÉ de l'Alberta	2020
Ghost ³⁾	AB	100	54	1929, 1954	CAÉ de l'Alberta	2020
Horseshoe ³⁾	AB	100	14	1911	CAÉ de l'Alberta	2020
Interlakes ³⁾	AB	100	5	1955	CAÉ de l'Alberta	2020
Kananaskis ³⁾	AB	100	19	1913, 1951	CAÉ de l'Alberta	2020
Pocaterra	AB	100	15	1955	Commerciale	-
Rundle ³⁾	AB	100	50	1951, 1960	CAÉ de l'Alberta	2020
Spray ³⁾	AB	100	112	1951, 1960	CAÉ de l'Alberta	2020
Three Sisters ³⁾	AB	100	3	1951	CAÉ de l'Alberta	2020
Alberta - Réseau hydrographique de la rivière Oldman						
Belly River ⁴⁾⁵⁾	AB	100	3	1991	Commerciale	-
St. Mary ⁴⁾⁵⁾	AB	100	2	1992	Commerciale	-
Taylor ⁴⁾⁵⁾	AB	100	13	2000	Commerciale	-
Waterton ⁴⁾⁵⁾	AB	100	3	1992	Commerciale	-
Alberta - Réseau hydrographique de la rivière Saskatchewan Nord.....						
Bighorn ³⁾	AB	100	120	1972	CAÉ de l'Alberta	2020
Brazeau ³⁾	AB	100	355	1965, 1967	CAÉ de l'Alberta	2020
Centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique.....						
Akolkolex ⁴⁾⁵⁾	BC	100	10	1995	BC Hydro	2046
Pingston ⁴⁾⁵⁾	BC	50	23	2003, 2004	BC Hydro	2023
Bone Creek ⁴⁾⁵⁾	BC	100	19	2011	BC Hydro	2031
Upper Mamquam ⁴⁾⁵⁾	BC	100	25	2005	BC Hydro	2025
Centrales hydroélectriques de l'Ontario.....						
Appleton ⁴⁾	ON	100	1	1994	SIERE	2030
Galetta ⁴⁾⁷⁾	ON	100	2	1998	SIERE	2030
Misema ⁴⁾	ON	100	3	2003	SIERE	2027
Moose Rapids ⁴⁾	ON	100	1	1997	SIERE	2030
Ragged Chute ⁴⁾	ON	100	7	1991	SIERE	2029
Centrales hydroélectriques des États-Unis.....						
Skookumchuck ⁶⁾	WA	100	1	1970	PSE	2020
Capacité nette totale du secteur Hydroélectricité			926			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La capacité nette détenue comprend la totalité de la capacité de production appartenant à TransAlta Renewables. En date du 31 décembre 2019, TransAlta était propriétaire, directement ou indirectement, d'environ 60 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.
- 2) Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
- 3) Ces centrales font partie des « actifs hydroélectriques » visés par l'investissement de Brookfield. Voir la rubrique « Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - Investissement stratégique de Brookfield Renewable Partners ».
- 4) Centrale appartenant à TransAlta Renewables.
- 5) Ces centrales sont certifiées ÉcoLogo®. La certification ÉcoLogo est accordée aux produits dont le rendement environnemental est égal ou supérieur à toutes les normes de sécurité et de rendement du gouvernement et du secteur.
- 6) Cette centrale est utilisée afin de fournir un approvisionnement en eau fiable à la centrale alimentée au charbon de Centralia.
- 7) La centrale de Galetta a été construite initialement en 1907, mais elle a été rénovée en 1998.

Réseau hydrographique de la rivière Bow

Barrier

La centrale de Barrier est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 13 MW située sur la rivière Kananaskis à Seebe, en Alberta. Elle est en service depuis 1947. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

Bearspaw

La centrale de Bearspaw est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 17 MW située sur la rivière Bow à Calgary, en Alberta. Elle est en service depuis 1954. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

Cascade

La centrale de Cascade est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 36 MW située sur la rivière Cascade dans le parc national Banff, en Alberta. Nous avons acheté cette centrale au gouvernement du Canada en 1941. L'année suivante, nous avons construit un nouveau barrage et une nouvelle centrale afin de remplacer le barrage et la centrale d'origine, puis avons ajouté un deuxième groupe générateur en 1957. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

Ghost

La centrale de Ghost est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 54 MW située sur la rivière Bow à Cochrane, en Alberta. Elle est en service depuis 1929. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

Horseshoe

La centrale de Horseshoe est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 14 MW située sur la rivière Bow à Seebe, en Alberta. Elle est en service depuis 1911. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

Interlakes

La centrale d'Interlakes est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 5 MW située à Kananaskis Lakes (Alberta). Elle est en service depuis 1955. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

Kananaskis

La centrale de Kananaskis est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 19 MW située sur la rivière Bow à Seebe, en Alberta. Elle est en service depuis 1913. Elle a été agrandie en 1951, puis modifiée en 1994. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

Pocaterra

La centrale de Pocaterra est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 15 MW située à Kananaskis Lakes, en Alberta. Elle est en service depuis 1955. La production de cette centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

Rundle

La centrale de Rundle est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 50 MW située à Canmore, en Alberta, sur le réseau de Spray. La centrale utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Elle est en service depuis 1951. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

Spray

La centrale de Spray est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 112 MW située à Canmore, en Alberta, sur le réseau de Spray. Elle utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Elle est en service depuis 1951. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

Three Sisters

La centrale de Three Sisters est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 3 MW située au pied du barrage Three Sisters à Canmore, en Alberta, sur le réseau de Spray. Elle utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Elle est en service depuis 1951. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

Réseau hydrographique de la rivière Oldman

Belly River

La centrale de Belly River, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 3 MW située sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prise d'eau Waterton-St. Mary, à l'est du réservoir Waterton, à environ 75 kilomètres au sud-ouest de Lethbridge, dans le sud de l'Alberta. En raison de son emplacement sur le canal d'irrigation, la centrale de Belly River est en service d'avril à octobre, lorsque l'eau est détournée dans le canal dans le cadre du plan de gestion de l'eau du district d'irrigation de St. Mary. Elle est en service depuis 1991. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

St. Mary

La centrale de St. Mary, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 2 MW située au pied du barrage St. Mary, sur le réservoir Waterton, près de Magrath, dans le sud de l'Alberta. Elle est en service depuis 1992. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Taylor

La centrale de Taylor, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 13 MW située à proximité de la chute Taylor Coulee, sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prise d'eau Waterton-St. Mary, qui appartient au gouvernement de l'Alberta. Elle est en service depuis 2000. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Waterton

La centrale de Waterton, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 3 MW située au pied du barrage Waterton, sur le réservoir Waterton, près de Hillspring, au sud-ouest de Lethbridge (Alberta). Elle est en service depuis 1992. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Réseau hydrographique de la rivière Saskatchewan Nord

Bighorn

La centrale de Bighorn est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 120 MW située à Nordegg, en Alberta. Elle est en service depuis 1972. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

Brazeau

La centrale de Brazeau est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 355 MW située à Drayton Valley, en Alberta. Elle est en service depuis 1965. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAÉ de l'Alberta.

Centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique

Akolkolex

La centrale d'Akolkolex, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 10 MW située sur la rivière Akolkolex, au sud de Revelstoke, en Colombie-Britannique. Elle est en service depuis 1995. En 2016, TransAlta a conclu un nouveau contrat de 30 ans visant la vente de la production de la centrale à la British Columbia Hydro Power Authority (« BC Hydro »).

Pingston

La centrale de Pingston est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 45 MW située sur le ruisseau Pingston Creek, au sud-ouest de Revelstoke, en Colombie-Britannique, et en aval de la centrale d'Akolkolex. Elle est en service depuis 2003. Cette centrale appartient à parts égales à TransAlta Renewables et à Énergie renouvelable Brookfield Inc. Sa production est vendue à BC Hydro.

Bone Creek

La centrale de Bone Creek, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 19 MW située sur le ruisseau Bone Creek, à 90 kilomètres au sud de la ville de Valemount, en Colombie-Britannique. Elle est en service depuis 2011. Sa production est visée par un contrat conclu avec BC Hydro. La centrale est également admissible actuellement jusqu'en décembre 2020 à des paiements de 10 \$/MWh versés par

Ressources naturelles Canada, division du gouvernement fédéral, dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable.

Upper Mamquam

La centrale d'Upper Mamquam, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 25 MW située sur la rivière Mamquam, à l'est de Squamish, en Colombie-Britannique, et au nord de Vancouver. Elle est en service depuis 2005. Cette centrale détenue en propriété exclusive utilise deux turbines Litostroj Francis doubles à axe horizontal et des alternateurs Leroy Somer. Sa production est vendue à BC Hydro aux termes d'un CAÉ qui prend fin en 2025.

Centrales hydroélectriques de l'Ontario

Appleton

La centrale d'Appleton, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 1 MW située sur la rivière Mississippi, près d'Almonte, en Ontario. Elle est en service depuis 1994. La production qui en est tirée est vendue à la SIERE de l'Ontario en vertu d'un contrat qui prend fin le 31 décembre 2030.

Galetta

La centrale de Galetta, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 2 MW située sur la rivière Mississippi, près de Galetta, en Ontario. Cette centrale a été construite initialement en 1907 et rénovée en 1998. La production tirée de cette centrale est vendue à la SIERE en vertu d'un contrat qui prend fin le 31 décembre 2030.

Misema

La centrale de Misema, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 3 MW située sur la rivière Misema, près d'Englehart, dans le nord de l'Ontario. Elle est en service depuis 2003. La production qui en est tirée est vendue à la SIERE en vertu d'un contrat qui prend fin le 3 mai 2027.

Moose Rapids

La centrale de Moose Rapids, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 1 MW située sur la rivière Wanapitei, près de Sudbury, dans le nord de l'Ontario. Elle est en service depuis 1997. La production qui en est tirée est vendue à la SIERE en vertu d'un contrat qui prend fin le 31 décembre 2030.

Ragged Chute

La centrale de Ragged Chute est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 7 MW située sur la rivière Montréal, au sud de New Liskeard, dans le nord de l'Ontario. Nous louons cette centrale, qui est en service depuis 1991, auprès d'Ontario Power Generation Inc. La production tirée de cette centrale est vendue à la SIERE aux termes d'un contrat qui prend fin le 30 juin 2029. Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie de la centrale de Ragged Chute; par la suite, le 30 novembre 2016, la participation financière a été remplacée par la propriété directe de l'entité propriétaire de la centrale hydroélectrique de Ragged Chute. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » de la présente notice annuelle.

Centrales hydroélectriques des États-Unis

Skookumchuck

Nous possédons une centrale hydroélectrique de 1 MW sur la rivière Skookumchuck, près de Centralia, dans l'État de Washington, et les actifs connexes servant à fournir une source d'approvisionnement en eau à nos centrales situées à Centralia. Le 10 décembre 2010, nous avons conclu un contrat avec Puget Sound Energy en vertu duquel Skookumchuck doit lui fournir de l'énergie jusqu'en 2020.

Secteur Charbon aux États-Unis

Nos centrales américaines alimentées au charbon sont présentées de façon sommaire dans le tableau ci-après.

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Capacité nette détenue (MW)	Date de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat
Unité thermique n° 1 de Centralia	WA	100	670	1971	CLT/Commerciale	2020
Unité thermique n° 2 de Centralia	WA	100	670	1971	CLT/Commerciale	2025
Capacité nette totale du secteur Charbon aux États-Unis			1 340			

Nous possédons une centrale thermique alimentée au charbon de 1 340 MW composée de deux unités à Centralia (Washington), au sud de Seattle. Nous avons conclu un certain nombre de contrats pluriannuels de vente d'énergie à moyen et à court terme à l'égard de la centrale thermique de Centralia. En 2011, l'État de Washington a adopté le projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* (chapitre 180, Lois de 2011) (le « projet de loi »), qui permet à la centrale thermique de Centralia de se conformer aux normes de rendement en matière d'émissions de GES de l'État en cessant la production au charbon dans l'une de ses deux chaudières au plus tard à la fin de 2020 et dans l'autre, au plus tard à la fin de 2025. Ce projet de loi a supprimé les restrictions qui s'appliquaient auparavant à la centrale et qui limitaient la durée des nouveaux contrats visant celle-ci et limitaient la technologie que la centrale devait mettre en œuvre en matière de mesures de lutte contre les émissions de NOx. Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vertu duquel notre centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à Puget Sound Energy pendant 11 ans. Le contrat a commencé en 2014 et se poursuit jusqu'en 2025, moment où la centrale devrait cesser d'être alimentée au charbon. En vertu du contrat, Puget Sound Energy a acheté ferme 180 MW de charge de base à compter de décembre 2014. En décembre 2015, le volume visé par le contrat a été porté à 280 MW et, à partir de décembre 2016 jusqu'à décembre 2024, elle passera à 380 MW. En 2025, le volume acheté est de 300 MW.

Le 30 juillet 2015, nous avons annoncé notre décision d'aller de l'avant avec nos plans d'investissement de 55 M\$ US sur 10 ans dans des projets de promotion de l'efficacité énergétique, de développement économique, de développement de la collectivité, de formation et de recyclage dans l'État de Washington. L'initiative constitue un élément de la conversion de la centrale de Centralia, qui cessera d'être alimentée au charbon dans l'État de Washington à compter du 31 décembre 2020. L'investissement de 55 M\$ US dans la collectivité fait partie du projet de loi adopté en 2011. Ce projet de loi représente un accord historique entre décideurs politiques, environnementalistes, dirigeants syndicaux et TransAlta visant l'abandon du charbon dans l'État de Washington et la fermeture des deux unités alimentées au charbon de la centrale de Centralia, l'une en 2020 et l'autre en 2025. Le financement approuvé par les trois conseils s'établit au total à environ 36,7 M\$ US en date du 31 décembre 2019.

Nous vendons l'électricité produite par la centrale thermique de Centralia au sein du Western Electricity Coordinating Council et, en particulier, sur le marché au comptant de l'énergie de la région du nord-ouest du Pacifique américain. Notre stratégie consiste à équilibrer les ventes d'électricité réalisées aux termes de contrats et sans contrat afin de gérer la production et le risque lié aux prix.

Nous sommes également propriétaires d'une mine de charbon adjacente à la centrale de Centralia. Nous avons mis fin à l'exploitation de notre mine de charbon de Centralia le 27 novembre 2006. Bien que nous estimions que certaines réserves de charbon pourraient encore être extraites, nous n'avons pas encore reçu de permis pour le développement de la nouvelle zone à partir de laquelle ce charbon pourrait être produit, et nous n'en avons pas non plus commencé le développement. La charge d'alimentation en charbon de la centrale de Centralia provient maintenant du bassin hydrographique de la rivière Powder, dans le Montana et le Wyoming. TransAlta est actuellement partie à un contrat d'approvisionnement en charbon qui expire à la fin de 2020. Nous prévoyons continuer de combler nos besoins futurs en charbon en provenance du bassin hydrographique de la rivière Powder. En décembre 2014, nous avons entrepris des activités de récupération des fines de charbon à notre mine de Centralia. Ce procédé récupère le charbon qui était auparavant perdu dans le cadre du processus de restauration du site minier. Le 29 mars 2019, nous avons envoyé un avis de résiliation à l'entrepreneur (« Coalview ») qui s'occupait de la récupération des fines de charbon. Coalview conteste cette résiliation. TransAlta a déposé une requête pour jugement sommaire dont l'audition est prévue pour le 20 avril 2020. Nous prévoyons qu'une décision sera rendue au cours du premier semestre de 2020.

En vertu de la loi des États-Unis intitulée *Federal Mine Safety and Health Act*, TransAlta doit déclarer toutes les assignations à sa mine de Centralia. La mine n'est pas exploitée actuellement. Il s'y est produit un accident ayant causé des blessures en 2019, attribuable à Coalview. La valeur pécuniaire totale de toutes les amendes imposées par la Mine Safety and Health Administration (la « MSHA ») n'est pas significative. Centralia conteste une amende proposée devant la Federal Mine Safety and Health Review Commission relativement à la mine de Centralia en 2019. Coalview conteste deux assignations en vertu de l'alinéa 104(d)(1).

Nom de la mine ou nom commercial/ numéro d'identification de la MSHA	Nombre total d'assignations reçues pour une infraction en vertu de l'art. 104 (n ^{brs})	Nombre total d'ordonnances émises en vertu de l'al. 104(b) (n ^{brs})	Nombre total d'assignations et d'ordonnances pour défaut injustifiable de respecter les normes de santé ou de sécurité obligatoires en vertu de l'al. 104(d) (n ^{brs})	Nombre total de violations évidentes en vertu de l'al. 110(b)(2) (n ^{brs})	Nombre total d'ordonnances en cas de danger imminent en vertu de l'al. 107(a) (n ^{brs})	Valeur pécuniaire totale des amendes proposées par la MSHA (\$)	Nombre total de décès liés à l'exploitation minière (n ^{brs})	Avis reçu de violations de schéma en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Avis reçu d'un potentiel de schéma de violations en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Nombre de poursuites intentées ou en instance pendant la période (n ^{brs})
4500416	27 ¹⁾	0	2 ²⁾	0	0	156 413 ³⁾	0	Non	Non	0

Notes :

- 1) Quatre assignations ont été délivrées à Centralia (le dossier est fermé pour trois d'entre elles et une assignation est contestée) et 23, à Coalview.
- 2) Les deux citations en vertu de l'alinéa 104(d) ont été délivrées à Coalview.
- 3) La valeur pécuniaire des amendes proposées visant Centralia est de 2 072 \$ (dont une tranche de 1 709 \$ est contestée) et celle visant Coalview est de 154 341 \$.

Secteur Commercialisation de l'énergie

Notre secteur Commercialisation de l'énergie remplit un certain nombre de fonctions stratégiques, notamment :

- la collecte et l'analyse des tendances du marché pour permettre une planification stratégique et une prise de décisions plus efficaces;
- la négociation et la conclusion d'ententes contractuelles avec des clients pour la vente de la production provenant de nos actifs de production, notamment de l'électricité, de la vapeur ou d'autres produits de base énergétiques;
- la négociation et la gestion d'ententes d'approvisionnement en combustible avec des tiers pour nos actifs de production. Ces activités comprennent l'ordonnancement, la facturation et le règlement des livraisons de gaz naturel et d'autres combustibles;
- l'élaboration et la mise en œuvre de notre stratégie générale de couverture dans le respect des paramètres approuvés par le conseil;
- l'optimisation du parc d'actifs pour maximiser la marge brute et atténuer les risques de marché.

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire également des produits supplémentaires des services tarifés de gestion d'actifs qu'il fournit à des tiers, des marges qu'il gagne sur ses opérations portant sur le gaz et l'électricité de tiers et du commerce de l'électricité et d'autres produits de base énergétiques (c.-à-d. des combustibles). Les activités de montage d'opérations et de négociation sont concentrées sur les actifs et la clientèle existants de la Société.

Ce secteur cherche à évaluer et à gérer un certain nombre de risques auxquels sont exposés les actifs et nos portefeuilles de négociation. Les principales activités de contrôle des risques du secteur Commercialisation de l'énergie comprennent l'évaluation et la gestion des risques liés aux marchés, au crédit, à l'exploitation, à la réputation et à la conformité ainsi que du risque juridique.

Ce secteur a recours au calcul de la valeur à risque (la « VaR »), de la marge brute à risque (la « MBaR ») et du risque extrême pour contrôler et gérer les risques auxquels sont soumis nos portefeuilles d'actifs et d'opérations. La VaR et la MBaR mesurent les pertes qui pourraient être subies pendant une période donnée en raison de l'évolution des facteurs de risque liés aux marchés. Des contrôles ex-post sont utilisés pour fournir d'autres sensibilités du portefeuille aux risques de marché. Les risques liés à la conformité et à la réputation et le risque juridique sont gérés dans le cadre de notre politique juridique et de notre politique de conformité et des outils de surveillance nous permettent de signaler les risques liés à la conformité. Le secteur Commercialisation de l'énergie gère activement les risques dans le respect des limites approuvées et de nos politiques.

Secteur Siège social

Notre secteur Siège social comprend les fonctions centrales de la Société que sont les fonctions financières, juridiques et administratives, ainsi que les fonctions de développement des affaires et de relations avec les investisseurs.

Participations ne donnant pas le contrôle

Nos filiales et nos exploitations dans lesquelles nous avons des participations ne donnant pas le contrôle sont énoncées ci-après.

TransAlta Renewables

Au 31 décembre 2019, nous détenions, directement et indirectement, environ 60 % des actions ordinaires émises et en circulation de TransAlta Renewables, entité cotée en bourse. En 2019, notre participation a été réduite pour s'établir à environ à 61 % au 31 décembre 2018 en conséquence de l'émission d'actions ordinaires supplémentaires par TransAlta Renewable aux termes du régime de réinvestissement des dividendes de celle-ci. Nous sommes déterminés à maintenir notre position d'actionnaire majoritaire de TransAlta Renewables.

Conformément à la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation intervenue entre TransAlta Corporation et TransAlta Renewables, TransAlta Corporation fournit tous les services de gestion, d'administration et d'exploitation nécessaires pour que TransAlta Renewables puisse exploiter et administrer ses actifs et en acquérir d'autres. Dans le cadre des services fournis aux termes de cette convention, TransAlta Renewables nous verse des frais annuels, qui sont destinés à couvrir nos coûts de gestion, d'administration, de comptabilité et de planification ainsi que d'autres coûts liés au siège social que nous engageons pour la prestation de services à TransAlta Renewables aux termes de la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation (les « frais G&A »). Les frais G&A sont payables en versements trimestriels égaux. Au 31 décembre 2019, les frais G&A s'établissaient à environ 17 M\$. Le 28 février 2020, la convention de services de gestion a été modifiée pour que les frais d'administration soient calculés trimestriellement de manière à correspondre à 5 % du BAIIA comparable du trimestre fiscal précédent, sans doublement des coûts indirects liés à la gestion, à l'administration, à la comptabilité, à la planification et au siège social de TransAlta qui réduisent les dividendes ou les distributions qui seraient autrement payables à la Société sur les actions privilégiées reflet. Ce changement ne devrait pas modifier sensiblement le montant des frais G&A.

TransAlta Renewables a réalisé son premier appel public à l'épargne en août 2013. Dans le cadre de ce placement, nous avons transféré à TransAlta Renewables certains actifs de production d'énergie éolienne et hydroélectrique. Le 20 décembre 2013, nous avons vendu à TransAlta Renewables une participation financière dans un parc éolien de 140 MW situé dans le Wyoming en contrepartie d'un paiement égal à 102 M\$ US. Le parc éolien du Wyoming est géré par TransAlta aux termes de la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation et il est exploité par NextEra Energy Resources, LLC.

Le 7 mai 2015, nous avons vendu à TransAlta Renewables une participation financière fondée sur les flux de trésorerie tirés de nos actifs australiens. Le portefeuille, détenu par TEA, comprend six actifs d'exploitation d'une capacité installée de 450 MW et un gazoduc de 270 km. La valeur combinée de l'opération australienne s'établissait à environ 1,78 G\$. À la clôture de l'opération australienne, TransAlta Renewables nous a versé une contrepartie de 216,9 M\$ en espèces, ainsi qu'environ 1 067 M\$ au moyen de l'émission d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B du capital de TransAlta Renewables. Le 1^{er} août 2017, les actions de catégorie B ont été converties en actions ordinaires du capital de TransAlta Renewables.

Le 6 janvier 2016, nous avons vendu à TransAlta Renewables une participation financière dans la centrale de cogénération de Sarnia, le parc éolien Le Nordais et la centrale hydroélectrique de Ragged Chute de la Société d'une valeur combinée de 540 M\$. Les actifs canadiens se composent d'actifs de production d'énergie qui sont visés par des contrats d'environ 611 MW et sont situés en Ontario et au Québec. La Société a reçu un produit en espèces de 172,5 M\$, une débenture convertible non garantie subordonnée d'un capital de 215 M\$ et des actions ordinaires du capital de TransAlta Renewables d'un capital d'environ 152,5 M\$. En novembre 2016, la participation financière a été convertie en propriété directe des entités auxquelles appartiennent la centrale de cogénération de Sarnia, le parc éolien Le Nordais et la centrale hydroélectrique de Ragged Chute. La débenture convertible a été remboursée le 9 novembre 2017.

Le 31 mai 2018, nous avons vendu à TransAlta Renewables une participation financière dans notre parc éolien de 50 MW de Lakeswind, situé au Minnesota, et dans des projets solaires de 21 MW situés au Massachusetts. En outre, nous avons vendu à TransAlta Renewables le parc éolien de Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario. Le prix d'achat total payable à TransAlta pour ces trois actifs, dont la durée de vie contractuelle pondérée moyenne est de 15 ans, s'établissait à 166 M\$, ce qui comprend la prise en charge par TransAlta Renewables d'obligations relatives à la masse fiscale et d'une dette de 62 M\$ liée aux projets.

La durée initiale de la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation est de 20 ans; toutefois, il est entendu que la convention sera automatiquement renouvelée pour des périodes successives de 5 ans après l'expiration de la durée initiale ou de toute période de renouvellement, sauf en cas de résiliation de la convention par l'une des parties, laquelle doit être effectuée au moins 180 jours avant l'expiration de la durée initiale ou de la période de renouvellement, selon le cas. La convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation peut être résiliée : a) d'un commun accord des parties; b) par TransAlta Renewables, en cas de manquement important de la part de TransAlta; et c) par TransAlta (i) en cas de manquement important de la part de TransAlta Renewables ou (ii) en cas de « changement de contrôle » de TransAlta Renewables, c'est-à-dire en cas d'acquisition, par une personne ou par un groupe de personnes agissant de concert (à l'exception de la Société et des membres du même groupe qu'elle), de plus

de 50 % des actions ordinaires émises et en circulation de TransAlta Renewables. En outre, TransAlta Renewables peut résilier la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation moyennant l'obtention de la majorité des voix de nos administrateurs indépendants à tout moment si la propriété directe ou indirecte de TransAlta dans TransAlta Renewables tombe en deçà de 20 %.

Kent Hills

Nous détenons indirectement, du fait que nous sommes propriétaires d'actions de TransAlta Renewables, une participation de 83 % dans les centrales 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills de 150 MW situé au Nouveau-Brunswick. En outre, nous détenons indirectement, du fait que nous sommes propriétaires de TransAlta Renewables, une participation de 83 % dans l'agrandissement de 17,25 MW du parc éolien de Kent Hills (la centrale 3 de Kent Hills), dont la construction a été achevée le 19 octobre 2018, portant la capacité de production totale des trois centrales de Kent Hills à 167 MW. Une description des centrales figure à la rubrique « *Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - Production et expansion des affaires* ».

TA Cogen

Nous détenons une participation de commanditaire de 50,01 % dans TA Cogen, société en commandite de l'Ontario. La participation résiduelle de 49,99 % est détenue par Canadian Power Holdings Inc., filiale de CK Infrastructure Holdings Limited.

TA Cogen détient une participation de 50 % dans la centrale thermique de Sheerness de 790 MW et dans la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Fort Saskatchewan de 118 MW, en Alberta. TA Cogen détient également une participation dans trois centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Ontario: (i) la centrale de Mississauga de 108 MW, dont on procède actuellement à la mise hors service (voir la rubrique « *Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - Production et expansion des affaires* »); (ii) la centrale d'Ottawa de 74 MW; et (iii) la centrale de Windsor de 72 MW. La description de ces centrales, les pourcentages de propriété et les dates d'expiration des contrats sont présentés sous les rubriques « *Secteur Gaz au Canada* » et « *Secteur Charbon au Canada* » de la présente notice annuelle.

CAÉ

CAÉ de Renewables

En août 2013, nous avons conclu des contrats d'achat d'électricité à long terme avec certaines filiales de TransAlta Renewables (chacune étant une « filiale commerciale ») prévoyant l'achat par TransAlta, à un prix fixe, de toute l'électricité produite par les filiales commerciales (les « CAÉ de Renewables »). Le prix initial que devait payer TransAlta en 2013 pour la production en vertu des CAÉ de Renewables était de 30,00 \$/MWh dans le cas des centrales éoliennes et de 45,00 \$/MWh dans le cas des centrales hydroélectriques, ces montants étant rajustés chaque année en fonction de l'évolution de l'Indice des prix à la consommation au Canada. Les prix rajustés en fonction de l'Indice des prix à la consommation au Canada pour 2019 sont de 32,88 \$/MWh pour les centrales éoliennes et de 49,33 \$/MWh pour les centrales hydroélectriques. Aux termes de chaque CAÉ de Renewables, la filiale commerciale n'a aucunement l'obligation de livrer une quantité déterminée d'énergie et aucune pénalité ni aucun paiement lié à une réduction de la production ne sont payables à quelque moment que ce soit en vertu des CAÉ de Renewables. Tout le risque lié à l'exploitation et à la production sera assumé par la filiale commerciale et TransAlta aura pour seule obligation d'acheter l'électricité effectivement produite.

Chaque CAÉ de Renewables est d'une durée de 20 ans ou expirera à la fin de la durée de vie utile de l'actif, si celle-ci est inférieure à 20 ans. Chaque CAÉ de Renewables peut être résilié : a) du consentement mutuel des parties; b) par la filiale commerciale en cas de survenance d'un manquement important de la part de TransAlta; et c) par TransAlta (i) en cas de survenance d'un manquement important de la part de la filiale commerciale; (ii) en cas de changement de contrôle de TransAlta Renewables; ou (iii) en cas de changement de contrôle de la filiale commerciale.

CAÉ de l'Alberta

Un certain nombre de nos centrales thermiques et hydroélectriques situées en Alberta sont exploitées aux termes de contrats d'achat d'électricité de l'Alberta (les « CAÉ de l'Alberta »). Les CAÉ de l'Alberta fixent les exigences en matière de capacité engagée et de production d'énergie électrique ainsi que les objectifs de disponibilité devant être atteints par chaque centrale thermique, les obligations en matière de services énergétiques et services auxiliaires des centrales hydroélectriques et le prix auquel l'électricité doit être fournie. Nous assumons le risque ou conservons l'avantage lié à la disponibilité en deçà ou au-delà de la cible de disponibilité (sauf lorsqu'ils découlent d'événements considérés comme des cas de force majeure, dans le cas des centrales thermiques visées par des CAÉ) et ceux liés à toute variation des coûts (sauf si elle résulte d'une modification de la loi) nécessaires à l'entretien et à l'exploitation des centrales.

Au début de 2016, les acheteurs ont avisé le Balancing Pool de la résiliation des CAÉ de l'Alberta relatifs aux unités A, B et C de la centrale de Sundance et des centrales de Sheerness et de Keephills. Le Balancing Pool a confirmé la résiliation des CAÉ des unités A, B et C de la centrale de Sundance et de la centrale de Sheerness vers la fin de 2016 et a confirmé celle du CAÉ se rapportant à la centrale de Keephills vers la fin de 2017. En ce qui concerne les CAÉ de l'Alberta qui ont pris fin, le Balancing Pool avait assumé le rôle d'acheteur. Le 18 septembre 2017, le Balancing Pool a décidé de résilier le CAÉ de l'unité B de la centrale de Sundance et le CAÉ de l'unité C de la centrale de Sundance avec prise d'effet au plus tard le 31 mars 2018. Conformément à une entente écrite, le Balancing Pool nous a versé la somme d'environ 157 M\$ le 29 mars 2018. Nous avons contesté l'indemnité de résiliation que nous avons reçue, car le Balancing Pool avait exclu certains actifs miniers et autres actifs qui auraient dû être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette. Le 26 août 2019, nous avons annoncé que nous avons eu gain de cause à l'issue de l'arbitrage et avons obtenu la somme intégrale que nous réclamions comme nous étant due, à savoir 56 M\$, plus la TPS et les intérêts. Voir la rubrique « Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - Production et expansion des affaires ».

Nos centrales hydroélectriques, sauf celles de Belly River, de Pocaterra, de St. Mary, de Taylor et de Waterton, sont regroupées dans un seul CAÉ de l'Alberta, qui prévoit des obligations financières relativement aux services énergétiques et aux services auxiliaires en fonction d'objectifs horaires. Nous respectons ces objectifs en livrant nous-mêmes l'énergie ou en l'achetant auprès de tiers.

Environnement concurrentiel

Le secteur de la production d'électricité est en pleine transformation, et la demande d'électricité devrait augmenter considérablement à long terme. En plus de la nécessité de suivre le rythme de la croissance continue de la demande d'électricité, plusieurs facteurs clés incitent à investir massivement dans une nouvelle capacité de production pour l'avenir. Premièrement, on délaisse de plus en plus la production d'électricité à partir du charbon, en raison de l'âge des actifs et de la politique gouvernementale qui impose un prix sur les émissions et, dans certains cas, qui oblige la mise hors service de ces actifs. Deuxièmement, les politiques gouvernementales qui imposent des coûts ou qui offrent des incitatifs à l'utilisation de technologies à plus faible émission favorisent l'essor des technologies de production d'énergie renouvelable. Ces occasions coïncident avec la diminution importante des coûts d'installation de centrales éoliennes et solaires et, par conséquent, ces technologies représentent maintenant la majeure partie de la nouvelle capacité de production dont se sont dotés de nombreux réseaux électriques à l'échelle mondiale. Troisièmement, l'électrification est considérée comme l'un des leviers les plus efficaces pour réduire les émissions de GES dans de nombreux secteurs, notamment celui du transport. À mesure que ces secteurs et d'autres continueront de se tourner vers l'électricité comme principale source d'énergie, nous assisterons à l'accroissement de la demande pour notre produit.

On s'attend à ce que la production d'énergie renouvelable soit l'une des sources de production d'électricité qui connaîtront la croissance la plus rapide tant au Canada qu'aux États-Unis, prévision qui s'appuie sur les tendances et les annonces les plus récentes. Nous sommes prêts pour cette évolution. Nous possédons les compétences, l'expérience et l'envergure nécessaires pour rivaliser afin de nous procurer des actifs supplémentaires dans nos marchés cibles. À l'heure actuelle, nous sommes l'une des plus grandes sociétés de production d'énergie renouvelable cotées en bourse du Canada.

Alberta

De manière générale, le règlement intitulé *Fair, Efficient and Open Competition Regulation* prévoit que la part du contrôle de l'offre d'un participant au marché de l'électricité ne peut être supérieure à 30 % de la capacité maximale totale des unités de production en Alberta. La part du contrôle de l'offre d'un participant au marché correspond au rapport entre le nombre de MW dont il a le contrôle et la capacité maximale totale des unités de production en Alberta. Notre part du contrôle de l'offre en Alberta en 2019 s'établissait à environ 21 % (16 % en excluant du contrôle de l'offre les unités de la centrale de Sundance mises à l'arrêt).

Vers la fin de novembre 2016, nous avons annoncé que nous avons conclu avec le gouvernement de l'Alberta un accord relatif à l'abandon du charbon prévoyant des paiements de transition versés par le gouvernement de l'Alberta en contrepartie de la cessation des émissions liées à la combustion du charbon provenant de l'unité 3 de la centrale de Keephills, de l'unité 3 de la centrale de Genesee et de la centrale de Sheerness, qui sont alimentées au charbon, au plus tard le 31 décembre 2030. Toutefois, il n'est interdit à aucun moment aux centrales visées par l'accord de produire de l'électricité par d'autres méthodes que la combustion du charbon. Nous avons également conclu un protocole d'entente avec le gouvernement de l'Alberta en vue de collaborer à l'établissement, en Alberta, d'un marché qui assure que les producteurs d'électricité existants et les nouveaux producteurs d'électricité jouiront de conditions de concurrence équitables pour produire, acheter et vendre de l'électricité et en vue d'élaborer un cadre stratégique visant à faciliter le passage de la production à partir du charbon à la production à partir du gaz.

Conversions au gaz naturel de l'alimentation au charbon

Le plan de la Société concernant la conversion au gaz naturel de l'alimentation au charbon offre des fondamentaux économiques attrayants, et nous sommes d'avis qu'il constitue une proposition de valeur intéressante qui soutient avantageusement la comparaison avec les critères de risque et de rendement des investissements dans de nouveaux sites ou dans des sites désaffectés ou avec la poursuite de la production au charbon. En 2019, nous avons fait d'importants progrès dans la planification de notre programme de conversion du charbon au gaz, et la conversion est déjà bien amorcée. Nous avons annoncé qu'en 2020 et en 2021, l'unité 6 de la centrale de Sundance et l'unité 2 de la centrale de Keephills seront converties pour que le gaz naturel vienne remplacer le charbon dans les chaudières existantes, et l'unité 3 de la centrale de Keephills sera convertie de manière à ce qu'elle puisse utiliser du gaz naturel ou du charbon. De plus, nous rééquiperons l'unité 5 de la centrale de Sundance en installant de nouvelles turbines et chaudières à gaz et en utilisant la turbine à vapeur existante. Nous examinons l'opportunité de rééquiper de la même manière l'unité 1 de la centrale de Keephills. En novembre 2019, nous avons annoncé l'acquisition, auprès de Kineticon, de deux turbines à gaz de catégorie F de Siemens qui devaient être mises en service au projet de Three Springs de Kineticon dans le nord de l'Alberta.

En réduisant ses dépenses d'investissement et ses dépenses d'investissement de maintien et en étant en mesure de poursuivre ses activités pendant de nombreuses années après la conversion, TransAlta augmentera et étendra les flux de trésorerie provenant du parc albertain de centrales au charbon au moyen de ces conversions. De plus, la conversion à la production au gaz se traduira par une forte réduction des GES, des émissions atmosphériques, de la production de déchets et de l'utilisation de l'eau et, par le fait même, nous permettra d'améliorer sensiblement notre performance environnementale. En outre, la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz devrait permettre d'éliminer la totalité des émissions de mercure et la majeure partie des émissions de dioxyde de soufre et de réduire de moitié les émissions d'oxyde d'azote.

Nord-ouest du Pacifique américain

Notre capacité dans le nord-ouest du Pacifique américain est constituée de notre centrale au charbon de Centralia d'une capacité de 1 340 MW. Nous prévoyons ajouter le parc éolien de Skookumchuck au cours du deuxième trimestre de 2020. Cet actif est actuellement en voie d'être construit par Southern Power; nous prévoyons acquérir une participation de 49 % dans l'actif lorsque le projet entrera en production commerciale. La centrale au charbon de Centralia sera démantelée progressivement au cours des cinq prochaines années, la moitié de la capacité de la centrale devant être mise hors service à la fin de 2020, et l'autre moitié, à la fin de 2025.

La capacité du réseau de cette région comprend principalement la production d'hydroélectricité et la production d'électricité au gaz, de même que l'ajout de quelques centrales éoliennes au cours des dernières années en raison des programmes gouvernementaux favorisant la production d'énergie renouvelable. L'augmentation de la demande dans la région a été faible, et atténuée encore davantage par l'accent mis sur l'efficacité énergétique. Nous prévoyons assister à d'importants changements dans ce marché au cours de la prochaine décennie, à mesure que la production au charbon est abandonnée et que les normes concernant les actifs d'énergie renouvelable sont resserrées.

Notre position concurrentielle est renforcée par notre contrat à long terme avec Puget Sound Energy portant sur une production annuelle pouvant atteindre 380 MW sur la durée de vie utile résiduelle de la centrale de Centralia. Le contrat et nos couvertures nous permettent de répondre aux besoins énergétiques du marché en période de faibles prix.

Nous conservons le droit de redévelopper la centrale de Centralia en la convertissant au gaz après l'abandon de la production au charbon, ainsi que la possibilité d'obtenir en accéléré les permis prévus par notre entente relative au remplacement de l'alimentation au charbon conclue avec l'État de Washington en 2011.

Centrales alimentées au gaz et à des sources d'énergie renouvelable visées par des contrats

Le marché pour le développement ou l'acquisition de centrales alimentées au gaz et à des sources d'énergie renouvelable est très concurrentiel dans tous les marchés où nous exerçons des activités. Nos antécédents solides à titre d'exploitant et de promoteur soutiennent notre position concurrentielle. Nous prévoyons, dans la mesure du possible, réduire notre coût du capital et améliorer notre profil concurrentiel en faisant appel au financement de projets et en tirant avantage du coût du capital moins élevé lié à TransAlta Renewables. Aux États-Unis, nos attributs fiscaux importants consolident notre position concurrentielle.

Bien que le recul des prix des produits de base ait réduit la croissance dans les secteurs du pétrole, du gaz et des mines, il nous offre également des occasions à titre de fournisseur de services, puisque certains de nos clients éventuels évaluent plus soigneusement leurs activités non essentielles et veulent améliorer leur efficacité opérationnelle. Dans le secteur de l'énergie renouvelable, nous examinons principalement des occasions entièrement nouvelles dans l'Ouest canadien et aux États-Unis, de même que des acquisitions ciblées sur ces marchés. Nous avons des équipes d'expansion des affaires expérimentées et très qualifiées capables de repérer ces occasions et d'en tirer parti.

Certaines de nos centrales alimentées au gaz plus anciennes arrivent maintenant à la fin de leur durée de vie contractuelle initiale. En général, ces centrales sont très avantageuses financièrement par rapport à de nouvelles constructions; nous avons été en mesure d'ajouter de la valeur en concluant de nouveaux contrats pour prolonger la durée de vie utile de ces centrales moyennant des dépenses en immobilisations limitées. Nous avons récemment ainsi prolongé la durée de vie utile visée par des contrats de nos centrales d'Ottawa (expiration en 2033), de Windsor (expiration en 2031), de Parkeston (expiration en 2026) et de Fort Saskatchewan (expiration en 2030).

Australie

Le secteur australien de l'électricité est divisé en trois marchés distincts : le National Electricity Market (le « NEM ») dans l'Est, le Wholesale Electricity Market (le « WEM »), en Australie-Occidentale, et le Northern Territory Electricity Market. De plus, il existe un marché important pour la production « hors réseau » qui dessert les collectivités et les exploitations minières éloignées, en particulier en Australie-Occidentale, dans le Queensland et dans le Territoire du Nord.

Le NEM, avec une capacité installée actuelle de plus de 53 MW, est le marché le plus important de l'Australie. La capacité installée alimentée au charbon est d'environ 23 GW et devrait disparaître en grande partie au cours de la prochaine décennie en raison de la vétusté des installations. La pénétration des énergies renouvelables, tant éoliennes que solaires, s'est considérablement accrue dans ce marché et devrait poursuivre sur cette lancée. Le Department of Environment and Energy fédéral prévoit une pénétration totale des énergies renouvelables de l'ordre de 50 % dans le NEM et de 55 % dans le WEM d'ici 2030.

À l'heure actuelle, nous exerçons des activités uniquement en Australie-Occidentale et nous ciblons l'important secteur minier en région éloignée de cet État. Les principales exportations de l'Australie-Occidentale sont le minerai de fer, le nickel et l'or, et ces trois secteurs se portent bien. Les prix des marchandises sont soutenus et le secteur du nickel connaît une augmentation de sa demande de la part des fabricants d'acier et de batteries. On prévoit une légère augmentation des exportations de minerai de fer alimentée par la hausse des cibles de production à long terme des grands producteurs qui visent à maintenir leurs revenus dans le contexte d'une baisse des prix. Le secteur minier en région éloignée a également entrepris d'explorer diverses options en vue d'ajouter la production d'énergie renouvelable à leurs installations dans le but de réduire les quantités de gaz et de diesel qui y sont consommées. Nous nous attendons à ce que cette tendance se poursuive et crée des occasions pour nos activités en d'Australie-Occidentale.

Caractère saisonnier et cyclique

L'activité de la Société est cyclique, particulièrement en ce qui a trait à la production d'énergie renouvelable détenue par TransAlta Renewables en raison (i) de la nature même de l'électricité et de la capacité de stockage limitée et (ii) de la nature même des ressources d'énergie éolienne, solaire et hydroélectrique au fil de l'eau, qui fluctuent en fonction des saisons et des variations météorologiques annuelles.

Habituellement, les centrales hydroélectriques au fil de l'eau et les centrales d'énergie solaire produisent la majorité de leur électricité et génèrent la majorité de leurs produits des activités ordinaires durant les mois de printemps et d'été lorsque la fonte des neiges alimente les bassins hydrographiques et les rivières et que le soleil est à son apogée. À l'inverse, les vents sont généralement plus forts durant les mois froids d'hiver lorsque la densité de l'air est à son maximum. La stratégie de diversification technologique et géographique de TransAlta Renewables réduit l'exposition de la Société aux fluctuations des ressources naturelles dans toutes les régions. Étant donné que les activités de TransAlta Renewables s'appuient en ce moment principalement sur la production d'énergie éolienne, ses résultats financiers d'un trimestre donné pourraient ne pas être représentatifs des résultats des autres trimestres. Voir la rubrique « *Facteurs de risque* ».

Cadre réglementaire

Nous présentons ci-après une description du cadre réglementaire des marchés importants pour la Société.

Gouvernement fédéral du Canada

En novembre 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé que la production d'électricité à partir du charbon serait éliminée progressivement d'ici 2030, après un engagement semblable du gouvernement provincial de l'Alberta en novembre 2015. Ces décisions ont changé les exigences relatives à la fermeture des centrales au charbon, lesquelles étaient régies auparavant par un règlement fédéral ayant pris effet le 1^{er} juillet 2015 qui prévoyait une durée de vie utile maximale de 50 ans pour les unités alimentées au charbon. Le 16 février 2018, Environnement et Changement climatique Canada a annoncé un projet de règlement visant à éliminer progressivement jusqu'en 2030 la production d'électricité à partir du charbon, ainsi qu'un projet de règlement visant la production d'électricité à partir du gaz, y compris des dispositions relatives à la conversion des chaudières alimentées au charbon en chaudières alimentées au

gaz naturel. Pour de plus amples renseignements, voir la rubrique « *Gestion des risques environnementaux – Législation environnementale en cours et adoptée récemment* ».

Alberta

Depuis le 1^{er} janvier 1996, de nouvelles initiatives en matière de capacité de production entreprises en Alberta par des producteurs d'électricité indépendants (les « PEI ») ont été soumises aux forces du marché, plutôt qu'à une réglementation des tarifs. L'électricité provenant de la production commerciale est négociée par l'intermédiaire d'un marché de gros de l'électricité. L'électricité est répartie selon des critères économiques au mérite administrés par l'Alberta Electric System Operator (l'« AESO »), en fonction des offres de vente d'électricité par les producteurs. Notre base de production marchande en Alberta est exploitée dans le cadre de ce régime et nous gérons à l'interne nos offres de vente d'électricité. Le Market Surveillance Administrator de l'Alberta est un organisme indépendant chargé d'assumer la surveillance et l'examen du comportement sur le marché des participants de celui-ci, y compris l'AESO et le Balancing Pool, et d'assurer le respect de l'ensemble des lois et des règlements applicables, ainsi que des règles de l'AESO et de l'Alberta Utilities Commission (l'« AUC »). L'AUC supervise les questions relatives au secteur de l'électricité, y compris les nouvelles centrales et installations de transport, la distribution et la vente d'électricité ainsi que la vente au détail du gaz naturel. Elle est également responsable d'approuver les règles de l'AESO et de déterminer les pénalités et sanctions dont est passible le participant reconnu coupable d'avoir contrevenu aux règles du marché.

Le 24 juillet 2019, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il ne passera pas à un marché de capacité et qu'il continuera de maintenir un marché axé uniquement sur l'énergie. Cette décision a mis un terme à tous les travaux relatifs à la conception du marché de capacité, qui étaient en cours par l'intermédiaire de l'AESO depuis 2017. L'annonce du gouvernement a fait suite à un examen et à une consultation des parties prenantes; celles-ci se sont prononcées pour le maintien du marché axé uniquement sur l'énergie, car ce marché a prouvé par le passé qu'il pouvait fournir aux Albertains un approvisionnement en électricité fiable et abordable. La suppression des modifications législatives visant l'établissement du marché de capacité a reçu la sanction royale le 31 octobre 2019.

Le ministre de l'Énergie a en outre chargé Alberta Energy de procéder à un examen de la politique sur la domination du marché et l'atténuation du risque d'une domination du marché concernant le marché axé uniquement sur l'énergie et les services connexes; en outre, il a chargé l'AESO de faire, d'ici le 31 juillet 2020, une analyse et des recommandations sur la nécessité de modifier ou non l'établissement des prix plancher/plafond et des prix dans un contexte de resserrement du marché. Les résultats de ces examens sont en cours et aucune modification du marché axé uniquement sur l'énergie n'a été proposée à ce jour.

Ontario

Le marché ontarien de l'électricité est un marché hybride qui comprend un marché de gros au comptant de l'électricité, ainsi que des tarifs réglementés pour certains consommateurs d'électricité et des contrats à long terme d'achat d'électricité par la SIERE auprès de producteurs d'électricité. La SIERE est issue de la fusion, en 2015, de l'ancienne SIERE et de l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'OEO). Le ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines de l'Ontario soutient la SIERE en déterminant la combinaison des sources d'électricité auprès desquelles la SIERE doit s'approvisionner. La SIERE a la charge d'élaborer le plan à long terme du réseau électrique, de se procurer la production électrique prévue dans ce plan et de gérer les contrats de production privée. La SIERE a la responsabilité de gérer le marché de gros ontarien et d'assurer la fiabilité du réseau électrique de la province. Le secteur de l'électricité est régi par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

La SIERE a entrepris une consultation sur le renouvellement du marché qui comprend des changements de fond au marché de l'électricité, dont la modification du marché de l'énergie, l'ajout d'un marché de capacité et l'amélioration du fonctionnement et de la fiabilité. La SIERE prévoit instaurer un mécanisme d'enchères de capacité en 2020. Elle poursuit ses consultations sur les modifications du marché de l'énergie, qui devraient être mises en œuvre au début de 2023.

Colombie-Britannique

En Colombie-Britannique, le marché de l'électricité est dominé par BC Hydro, société d'État intégrée verticalement. L'autre entreprise de services publics provinciale, FortisBC, est responsable d'un petit territoire de service à l'intérieur de la province. L'électricité est négociée sur d'autres marchés par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive de BC Hydro, Powerex. Toutes les entreprises de services publics d'électricité sont régies par la British Columbia Utilities Commission.

À la fin des années 1990 et au début des années 2000, BC Hydro a établi, sous la direction du gouvernement, un marché privé de production d'énergie au moyen de plusieurs appels d'offres concurrentiels auprès des PEI. Au cours des dernières années, B.C. Hydro a cessé de faire des appels d'offres concurrentiels et de conclure des contrats avec des PEI et a suspendu son programme d'offres à commande (*Standing Offer Program*) pour les petits projets de moins de 15 MW en attendant la révision de ce programme et l'achèvement du plan intégré des ressources (l'« IRP », acronyme d'*Integrated Resource Plan*) de 2018.

BC Hydro prépare son IRP de 2018 afin de déterminer ses besoins en approvisionnement et ses futures stratégies d'achat. L'IRP de 2018 est retardé et il pourrait n'être remis aux fins d'examen par la BC Utilities Commission qu'en 2021. Dans l'IRP de 2013, on soulignait la nécessité de renouveler les contrats conclus avec les centrales indépendantes existantes, mais on n'a pas constaté l'existence d'un besoin de nouveaux PEI; le marché n'a subi que de légers changements depuis l'adoption de cet IRP.

Québec

La Régie de l'énergie est l'organisme de réglementation ayant la compétence principale en matière de réglementation économique du secteur de l'électricité au Québec. L'électricité dans la province est fournie principalement par Hydro-Québec, société d'État possédant des ressources hydroélectriques hautement concurrentielles, qui dispose du droit quasi exclusif de distribuer l'électricité dans toute la province de Québec. La plupart des centrales de production d'Hydro-Québec sont situées à des distances importantes des centres de consommation. Par conséquent, le réseau de transport du Québec est l'un des plus étendus et complets d'Amérique du Nord, comprenant plus de 33 000 kilomètres de lignes. En mai 2006, le gouvernement du Québec a publié une stratégie énergétique qui exige que les promoteurs privés s'associent avec les collectivités locales afin de développer des projets énergétiques. Dans tous les cas, une entente avec Hydro-Québec sur le prix de l'électricité produite doit être préalablement conclue pour qu'un projet puisse obtenir l'approbation du gouvernement.

Nouveau-Brunswick

En 2004, le Nouveau-Brunswick a adopté la *Loi sur l'électricité* (Nouveau-Brunswick), en vertu de laquelle le marché de l'électricité de la province a été modifié afin de permettre la création d'un cadre concurrentiel à l'intention des clients éligibles, qu'ils soient des clients de gros, des clients industriels ou des entreprises de distribution d'électricité municipales. Aux termes de la *Loi sur l'électricité* (Nouveau-Brunswick), lorsque des actifs de production sont retirés ou qu'un approvisionnement additionnel est requis, les fournisseurs de services standards (c.-à-d. les sociétés de distribution) devront fournir le nouvel approvisionnement par l'entremise du marché concurrentiel. Il en résulte que toute nouvelle ressource requise par la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick sera acquise dans le cadre de processus d'approvisionnement ouverts aux PEI et à la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick. La province a fait part de sa décision de porter la norme relative au portefeuille d'énergie renouvelable du Nouveau-Brunswick à un minimum de 40 % des ventes de la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick dans la province au plus tard en 2020.

Aux termes du Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick de 2011 et du Plan intégré des ressources de 2014, ce but sera accompli par la combinaison d'importations d'énergies renouvelables admissibles d'autres provinces et l'achat d'énergie auprès de producteurs et de clients locaux par l'entremise de divers programmes. En 2015, les règlements pris en application de la *Loi sur l'électricité* (Nouveau-Brunswick) ont été modifiés pour soutenir la norme relative à un portefeuille d'énergie renouvelable à 40 %.

Bien que le Nouveau-Brunswick ait produit de grands projets commerciaux d'énergie éolienne au cours des 10 dernières années, le gouvernement provincial a indiqué dans son document de 2015, Développement futur de nos ressources en énergie renouvelable, que la prochaine étape du développement de l'énergie renouvelable portera essentiellement sur le développement de projets à petite échelle et en particulier sur les formes de production non intermittente comme la biomasse dérivée du bois.

Marché de gros de l'électricité aux États-Unis

La loi des États-Unis intitulée *Federal Power Act* confère à la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC ») des États-Unis la compétence en matière d'établissement des tarifs des services publics qui vendent de l'électricité en gros et qui transportent l'électricité dans le cadre d'un commerce entre États. La loi intitulée *Federal Power Act* accorde également à la FERC le pouvoir de certifier et de surveiller un organisme responsable de la fiabilité du réseau d'électricité qui promulgue et applique des normes de fiabilité obligatoires applicables à tous les utilisateurs, les propriétaires et les exploitants du réseau électrique de production et de transport. La FERC a certifié la North American Electric Reliability Corporation (la « NERC ») en tant qu'organisme responsable de la fiabilité du réseau d'électricité. La NERC a promulgué des normes de fiabilité obligatoires et, de concert avec les organismes responsables de la fiabilité régionaux relevant de la FERC et de la NERC, applique ces normes de fiabilité obligatoires.

Minnesota (MISO)

Le parc éolien de Lakeswind, situé au Minnesota, est connecté au Midwest Independent System Operator (le « MISO ») et relève de la compétence de la FERC. Les tarifs imposés par le MISO et approuvés par la FERC conditionnent les besoins du marché et les exigences liées à l'exploitation de centrales. Le MISO dispose à la fois d'un marché de l'énergie et d'un marché de capacité volontaire. Dans le cadre du contrat à long terme, toute l'électricité est livrée à la sortie de la centrale, afin de veiller à ce que les fluctuations du marché n'aient qu'un effet minime sur les produits des activités ordinaires.

Massachusetts (NE-ISO)

Les projets éoliens de Solar du Massachusetts sont raccordés au réseau de distribution, de sorte que l'électricité qu'ils produisent est directement acheminée vers les services publics et n'est pas offerte sur le marché intégré. Tous les produits des activités ordinaires qui sont associés à ces projets proviennent des programmes étatiques de facturation nette et de norme relative au portefeuille d'énergie renouvelable. Les fluctuations du marché ne devraient pas avoir d'effet important sur les produits des activités ordinaires tirés des programmes de facturation nette.

New Hampshire (NE-ISO)

Le parc éolien d'Antrim, situé au New Hampshire, est connecté au New England Independent System Operator (le « NE-ISO ») et relève de la compétence de la FERC. Les tarifs imposés par le NE-ISO et approuvés par la FERC conditionnent les besoins du marché et les exigences liées à l'exploitation de centrales. Le NE-ISO dispose à la fois d'un marché de l'énergie et d'un marché de capacité à participation obligatoire. L'électricité produite par le parc éolien d'Antrim est offerte sur le marché et transférée aux acheteurs. Le parc éolien d'Antrim a une obligation de fourniture de capacité à long terme et n'est donc pas touché par les changements à court terme visant le processus d'enchères sur le marché de capacité. Comme le parc éolien d'Antrim et la plupart des autres projets éoliens à production intermittente sont tenus de participer au projet Do not Exceed Dispatch de la NE-ISO, les fluctuations du marché ne devraient pas avoir d'effet important sur les produits des activités ordinaires.

Pennsylvanie (PJM)

Le parc éolien de Big Level, situé en Pennsylvanie, est connecté à l'opérateur de réseau indépendant PJM (« PJM ») et relève de la compétence de la FERC. Les tarifs imposés par PJM et approuvés par la FERC conditionnent les besoins du marché et les exigences liées à l'exploitation de centrales. PJM dispose à la fois d'un marché de l'énergie et d'un marché de capacité à participation obligatoire. La totalité de l'énergie produite et de la capacité a été transférée à l'acheteur. Par conséquent, les fluctuations du marché ne devraient pas avoir d'effet important sur les produits des activités ordinaires.

Washington

La Washington Transportation and Utilities Commission a le pouvoir de réglementer et de superviser tous les services publics, ce qui comprend les services publics d'électricité appartenant à des investisseurs. Dans le cas des services publics d'électricité réglementés, la commission approuve les tarifs réglementés, étudie les plans de ressources intégrés, approuve les fusions et les acquisitions et délivre des certificats d'utilité et de nécessité publiques à l'égard des grandes installations (p. ex. les centrales et les lignes de transport). Centralia n'est pas réglementée par la Commission, car elle vend de l'électricité sur le marché de gros et non sur le marché de détail dans l'État de Washington. Étant donné que seules les exigences de la FERC et de la NERC s'appliquent à la centrale, la Société ne s'attend pas à ce que les décisions de la commission aient une incidence importante sur les sources de produits des activités ordinaires.

Wyoming

La Wyoming Public Service Commission a le pouvoir de réglementer et de superviser tous les services publics, ce qui comprend les quatre services publics d'électricité du Wyoming appartenant à des investisseurs, de même que certains services d'approvisionnement en gaz naturel, d'électricité, de télécommunications, d'eau et de pipeline. Dans le cas des services publics d'électricité réglementés, la commission approuve les tarifs réglementés, étudie les plans de ressources intégrés, approuve les fusions et les acquisitions et délivre des certificats d'utilité et de nécessité publiques à l'égard des grandes installations (p. ex. les centrales et les lignes de transport). La centrale éolienne du Wyoming n'est pas réglementée par la Commission, car elle vend de l'électricité sur le marché de gros et non sur le marché de détail dans l'État du Wyoming. Étant donné que seules les exigences de la FERC et de la NERC s'appliquent à la centrale, la Société ne s'attend pas à ce que les décisions de la commission aient une incidence importante sur les sources de produits des activités ordinaires.

Australie

L'Australie compte deux importants marchés de l'électricité, soit le marché national de l'électricité (« NEM », acronyme de *National Electricity Market*), qui englobe toutes les agglomérations importantes du littoral est, et le marché de gros de l'électricité (« WEM », acronyme de *Wholesale Electricity Market*), qui comprend le sud-ouest de l'Australie-Occidentale, y compris sa capitale, Perth. Les agglomérations régionales sont desservies par un certain nombre de réseaux électriques autonomes de plus petite dimension, dont le réseau interconnecté du nord-ouest (« NWIS » pour *North-West Interconnected System*) dans la région de Pilbara, en Australie-Occidentale, et le réseau Darwin-Katherine, dans le Territoire du Nord.

L'Australian Energy Market Operator (l'« AEMO ») est l'opérateur de marché du WEM et du NEM; toutefois, les deux marchés sont totalement indépendants l'un de l'autre, puisqu'ils sont assujettis à des règles de marché différentes et qu'il n'existe aucune interconnexion physique entre eux. Le WEM comprend à la fois un marché pour la capacité de production et un carrefour de négociation brut de l'énergie doté d'un nœud de référence unique pour les prix de gros. Le NEM est un marché axé uniquement sur l'énergie doté de cinq nœuds de référence régionaux pour les prix de gros correspondant à chacun des États participants, soit le Queensland, la Nouvelle-Galles du Sud, Victoria, la Tasmanie et l'Australie-Méridionale.

Le Public Utilities Office de l'Australie-Occidentale (le « PUO »), en sa qualité de conseiller du ministre de l'Énergie, travaille actuellement avec l'AEMO et l'ensemble du secteur de l'électricité afin de mettre en œuvre de nouvelles réformes au sein du WEM, y compris en limitant l'accès au réseau et en apportant les modifications nécessaires aux règles du marché de gros dans le but de permettre une répartition limitée pour des raisons de sécurité. Un programme exhaustif de travaux est en cours et vise à mettre en œuvre les réformes le 1^{er} octobre 2022.

Le PUO travaille également avec les participants au NWIS pour introduire certains éléments d'un marché de l'électricité plus officiel, notamment en fournissant à des tiers un accès à la partie du NWIS appartenant à Horizon Power et en assurant une coordination centralisée des services de répartition et des services connexes.

Avantages concurrentiels

Nous estimons être bien placés pour réaliser notre stratégie commerciale grâce à nos avantages concurrentiels, qui comprennent notamment les éléments suivants.

Vigueur opérationnelle

Chaque année, nous comparons notre performance à celle de l'année précédente afin de réduire nos coûts opérationnels d'année en année, tout en maintenant de hauts niveaux de performance sur le plan de la production. Nous avons mis en œuvre un programme visant à tirer une plus-value de notre parc au moyen d'initiatives visant à améliorer les efficacités de notre matériel de production, à perfectionner nos procédés et nos méthodes et à optimiser nos structures de coûts. Notre centrale de cogénération de Sarnia a démontré qu'elle utilisait les pratiques exemplaires du secteur par son recours à plusieurs procédés d'organisation scientifique du travail, tels qu'un processus de gestion des travaux et un tableau de bord en matière d'environnement, de santé et de sécurité. Nous sommes d'avis que l'évolution continue de ces programmes continuera d'ajouter de la valeur à l'exploitation de nos centrales.

Stabilité des flux de trésorerie

Environ 71 % de notre capacité est vendue aux termes de CAÉ de l'Alberta et de contrats à long terme en 2020, cette proportion s'établissant à environ 49 %, pour 2021. Le produit net découlant de ces ententes contractuelles aide à atténuer les fluctuations des produits des activités ordinaires à court terme attribuables au prix variable de l'électricité.

Diversité des combustibles

Nous possédons des intérêts dans différents combustibles pour la production d'électricité, notamment le charbon, le gaz naturel, l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Nous estimons que cette diversité réduit l'incidence que peuvent avoir sur notre rendement des événements externes touchant une source de combustible en particulier.

Équipe de direction et expérience des employés

Notre équipe de direction possède une expérience considérable acquise au sein de l'industrie, des sociétés internationales, du monde des placements et des marchés. L'expérience et la compétence de nos employés rehaussent encore notre création de valeur au titre du capital intellectuel. Notre entreprise compte plus de 100 ans d'existence et un grand nombre d'employés sont avec nous depuis plus de 30 ans.

Expertise en commercialisation de produits énergétiques

Nous estimons que notre secteur Commercialisation de l'énergie a augmenté les rendements que nous tirons de notre actif de production existant et qu'il nous a permis d'obtenir de meilleurs prix pour l'électricité non visée par des engagements, de garantir notre approvisionnement économique en combustibles et de respecter nos obligations de livraison d'électricité en cas d'interruption des activités.

Production d'énergie éolienne

Grâce à notre participation dans TransAlta Renewables, nous sommes un des plus importants propriétaires et exploitants de parcs éoliens du Canada. Notre équipe de direction a établi des relations importantes avec les clients, les fournisseurs et les décideurs, ce qui lui procure un avantage concurrentiel pour le développement, l'exploitation et la commercialisation de l'énergie éolienne.

Environnement, responsabilité sociale et gouvernance

Nous sommes un chef de file reconnu dans le domaine du développement durable et nous avons pris des mesures préventives précoces à l'égard d'un certain nombre d'enjeux environnementaux avant même l'adoption des exigences réglementaires. Nous avons adopté il y a longtemps des pratiques exemplaires en matière de développement durable; en effet, depuis 25 ans, nous communiquons de l'information sur le développement durable et intégrons volontairement notre rapport sur le développement durable dans notre rapport annuel. Nous publions un rapport annuel intégré depuis 2015. Nous mesurons nos pratiques et nos rapports à l'aune des normes établies par CDP (anciennement Carbon Disclosure Project), par le Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques et par le Conseil canadien pour le commerce autochtone. En 1990, nous avons été la première société canadienne à acheter des crédits de carbone, et en 2000, nous avons été parmi les premiers à adopter la production d'énergie éolienne. Nos efforts de transformation continus nous ont permis de réduire nos émissions totales de GES de 21,3 millions de tonnes depuis 2005.

GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

Nous sommes assujettis aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux et étatiques et des administrations locales en ce qui a trait à la production et au transport d'électricité et d'énergie thermique ainsi qu'à l'exploitation minière à ciel ouvert. Nous sommes déterminés à respecter les exigences des lois et des règlements ainsi qu'à réduire le plus possible les effets de nos activités sur l'environnement. Nous collaborons avec les gouvernements et le public en vue de mettre au point des cadres appropriés de protection de l'environnement et de promotion du développement durable.

Législation environnementale en cours et adoptée récemment

Les changements apportés à la législation environnementale en vigueur ont et continueront d'avoir une incidence sur nos exploitations et nos activités. Pour de plus amples renseignements, voir ci-après ainsi que la rubrique « *Facteurs de risque* ».

Gouvernement fédéral canadien

Tarifification fédérale du carbone relativement aux émissions de GES

Le 21 juin 2018, la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (la « LTPGES ») adoptée à l'échelon fédéral canadien est entrée en vigueur. Aux termes de cette loi, le gouvernement fédéral canadien a mis en œuvre une tarification nationale des émissions de GES. Le prix initial de 20 \$ la tonne d'émissions d'équivalents en dioxyde de carbone (« CO₂e ») s'applique depuis 2019 et augmente de 10 \$ par année pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022. En 2022, le Système de tarification fondé sur le rendement (le « STFR ») et d'autres aspects de la LTPGES feront l'objet d'un examen.

Le STFR réglemente l'intensité des émissions de carbone des grands émetteurs en établissant pour les producteurs d'électricité une norme (une « norme de référence ») applicable au rendement du secteur à l'égard des émissions de GES par unité de production. Les émetteurs dont les émissions dépassent la norme de référence génèrent des obligations relatives au carbone, et ceux dont les émissions sont inférieures à la norme de référence génèrent des CPE. Les émetteurs peuvent respecter leurs obligations en réduisant leur intensité d'émissions, en achetant des crédits de carbone d'autres sources (des crédits compensatoires ou des CPE) ou en versant au gouvernement des paiements de conformité.

Le 1^{er} janvier 2019, les mécanismes prévus par la LTPGES qui constituent un filet de sécurité sont entrés en vigueur dans les provinces et territoires qui n'avaient pas adopté de programme de tarification du carbone indépendant ou dont le programme existant n'était pas jugé comme étant équivalent au système fédéral. Le filet de sécurité a deux composantes : la redevance fédérale sur les combustibles au titre de la tarification de la pollution (la « taxe sur le carbone ») et le règlement touchant les grands émetteurs, soit le STFR. La taxe sur le carbone établit une tarification du carbone par tonne d'émission de GES reliée aux combustibles utilisés pour le transport, aux combustibles utilisés pour le chauffage et aux autres petites sources d'émission. Les provinces et les territoires visés par le STFR incluent l'Ontario, le Manitoba, le Nouveau-Brunswick, la Saskatchewan, l'Île-du-Prince-Édouard, le Yukon et le Nunavut. Les provinces et les territoires visés par la taxe sur le carbone incluent l'Alberta, l'Ontario, le Manitoba, la Saskatchewan, l'Île-du-Prince-Édouard, le Yukon et le Nunavut.

Les filets de sécurité n'ont pas été imposés en 2019 aux autres provinces et territoires qui respectaient la LTPGES. Ces provinces et territoires doivent déposer et faire approuver leur programme de tarification du carbone annuellement. Au cours des périodes de conformité futures, si la totalité ou une partie de la réglementation d'une province en matière de GES ne respecte pas la LTPGES, le gouvernement fédéral imposera les filets de sécurité.

Dans le *Renvoi relatif à la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, la Cour d'appel de l'Alberta a conclu que les parties 1 et 2 de la LTPGES étaient inconstitutionnelles dans leur intégralité. Il s'agit de la première fois qu'un tribunal conclut à l'inconstitutionnalité de la LTPGES. Dans des décisions partagées rendues l'an dernier, la Cour d'appel de l'Ontario et la Cour d'appel de la Saskatchewan ont toutes deux conclu que la LTPGES était constitutionnelle. La Cour suprême du Canada devrait rendre une décision sur cette question après l'audition des appels en 2020.

Redevance fédérale sur les combustibles au titre de la tarification de la pollution (la « taxe sur le carbone »)

Le 31 octobre 2018, le gouvernement de l'Ontario a adopté la *Loi de 2018 annulant le programme de plafonnement et d'échange* (Ontario) abrogeant sa redevance sur le carbone. Le gouvernement fédéral canadien a remplacé cette redevance par la taxe sur le carbone le 1^{er} janvier 2019. Parallèlement, le 30 mai 2019, le gouvernement de l'Alberta a abrogé sa redevance provinciale sur le carbone (c.-à-d. la taxe sur le carbone). En conséquence, le gouvernement fédéral canadien a mis en œuvre la taxe sur le carbone en Alberta qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

Les installations de l'Alberta et de l'Ontario qui sont assujetties à la réglementation visant les grands émetteurs sont dispensées de la taxe sur le carbone. Cette taxe ne s'applique qu'aux combustibles utilisés pour le transport et le chauffage dans les centrales de production d'énergie renouvelable et son coût est minime pour la Société.

Règlement sur le gaz

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. Aux termes de ce règlement, les centrales de production d'électricité alimentées au gaz naturel nouvelles ou sensiblement modifiées ayant une capacité supérieure à 150 MW doivent satisfaire à une norme de 0,420 tonne d'équivalent de dioxyde de carbone (« t éq. CO₂ ») par mégawattheure (« MWh »). Pour les unités dont la capacité se situe entre 150 MW et 25 MW, la norme applicable a été fixée à 0,550 t éq. CO₂/MWh. Aucune norme n'est applicable aux installations dont la capacité est égale ou inférieure à 25 MW.

Aux termes de ce règlement, les centrales converties du charbon au gaz devront à terme satisfaire à la norme de 0,420 t éq. CO₂/MWh. Si les résultats de l'essai de rendement mené au cours de la première année suivant la conversion respectent une certaine norme de rendement, la centrale n'aura pas à satisfaire à la norme de 0,420 t éq. CO₂/MWh pendant plusieurs années supplémentaires après sa durée de vie utile.

Règlement sur le charbon

Le 12 décembre 2018, des modifications apportées au *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone - secteur de l'électricité thermique au charbon* sont entrées en vigueur en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Le règlement modifié obligera les groupes alimentés au charbon à satisfaire à la norme d'émission de 0,420 t éq. CO₂/MWh à la fin de leur durée de vie utile conformément au règlement de 2012 ou le 31 décembre 2029, selon la première éventualité.

Norme sur les combustibles propres

En 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé un plan de consultation en vue d'élaborer une Norme sur les combustibles propres (la « NCP ») afin de réduire les émissions de GES du Canada, en accroissant l'utilisation de combustibles, de sources d'énergie et de technologies à plus faible intensité en carbone. L'objectif de la NCP est d'engendrer des réductions annuelles des émissions totales de GES de 30 millions de tonnes métriques d'ici 2030. La NCP établira des exigences en matière d'évaluation du cycle de vie et d'intensité du carbone distinctes pour les combustibles fossiles liquides, gazeux et solides utilisés dans les transports, l'industrie et la construction. Aux termes de la politique proposée, le charbon utilisé dans les installations qui sont visées par le règlement sur le secteur de

l'électricité thermique au charbon ne sera pas assujéti à la nouvelle réglementation. On s'attend actuellement à ce que le gaz naturel utilisé pour la production d'électricité soit inclus dans les flux gazeux.

La consultation sur les flux gazeux, entreprise en 2019, se poursuivra en 2020. Le projet de règlement visant les flux gazeux devrait être publié vers la fin de 2020, et le règlement définitif, en 2021. On s'attend actuellement à ce qu'il entre en vigueur d'ici 2023. TransAlta continue de participer au processus de consultation.

Si la NCP est adoptée à l'égard du gaz naturel, le respect des exigences par les fournisseurs de gaz naturel augmentera les coûts de production de ce combustible. La Société prévoit que les dispositions relatives aux modifications législatives qui sont incluses dans bon nombre de nos contrats ne devraient pas avoir d'incidences importantes sur les produits des activités ordinaires de la Société.

Alberta

Réglementation visant les grands émetteurs de gaz à effet de serre

Le 1^{er} janvier 2018, le gouvernement de l'Alberta a remplacé le règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* (le « SGER ») par le règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* (le « CCIR »). Aux termes du CCIR, la conformité réglementaire ne dépend plus d'une norme de conformité propre à chaque installation, mais plutôt d'une norme de conformité applicable au rendement par produit ou par secteur. Le prix prévu par le CCIR était de 30 \$/t éq. CO₂ en 2019. La norme de rendement du secteur de l'électricité a été fixée à 0,370 t éq. CO₂/MWh, et elle baissera chaque année. Tous les actifs reliés aux énergies renouvelables qui donnaient droit à des crédits aux termes du SGER ont continué de donner droit à des crédits aux termes du CCIR à raison de un pour un. Tous les autres actifs reliés aux énergies renouvelables qui ne donnaient pas droit à des crédits aux termes de la norme antérieure et qui ont participé au système CCIR ont reçu des crédits de carbone jusqu'à concurrence de la norme de rendement établie pour le secteur de l'électricité aux termes du CCIR jusqu'à la fin de 2019. Lorsque la norme relative aux crédits applicables aux projets éoliens aux termes du protocole du SGER aura pris fin, ces projets d'énergie renouvelable pourraient aussi participer au système CCIR et obtenir des crédits de carbone jusqu'à concurrence de la norme de rendement.

Le 16 avril 2019, le United Conservative Party (le « UCP ») a remporté les élections provinciales en Alberta et formé un gouvernement majoritaire. Le UCP s'est engagé à remplacer le CCIR par une nouvelle réglementation baptisée *Technology Innovation and Emission Reduction* (le « TIER »). Le TIER a remplacé le CCIR le 1^{er} janvier 2020. Pour le secteur de l'électricité, les changements entre le CCIR et le TIER ont été négligeables, les projets d'énergie renouvelables continuant d'obtenir des crédits de carbone. Le prix du carbone dans le cadre du TIER demeurera fixé à 30 \$/t éq. CO₂ en 2020, mais l'Alberta n'a pas encore confirmé si elle effectuera des augmentations dans l'avenir conformément aux exigences fédérales. La norme de rendement du secteur de l'électricité est restée fixée à 0,370 t éq. CO₂/MWh. On ne s'attend pas à une révision du TIER avant 2023.

Les installations dont les émissions ne respectent pas la norme de rendement devront se conformer au TIER comme suit : (i) en effectuant des paiements au fonds TIER; (ii) en procédant à des réductions dans leurs installations; (iii) en remettant des crédits liés à la norme de rendement de leurs autres installations; ou (iv) en remettant des crédits compensatoires.

Comme l'exige la LTPGES, le gouvernement de l'Alberta a déposé les détails du programme TIER auprès du gouvernement fédéral. Le TIER a été adopté par le gouvernement albertain le 29 octobre 2019 et, le 6 décembre 2019, le gouvernement fédéral a accepté la réglementation du TIER comme étant conforme à la LTPGES pour 2020.

Les installations de production d'énergie thermique de TransAlta sont assujétiées à des coûts de conformité du fait que l'intensité du carbone qui leur est associée est supérieure à la norme de rendement du TIER. Les installations de production d'énergie renouvelable de TransAlta génèrent des crédits de carbone dans le cadre du TIER qui sont vendus pour réduire les coûts du carbone.

Colombie-Britannique

En date du 1^{er} avril 2018, la Colombie-Britannique a porté le prix de sa taxe sur le carbone à 35 \$/t éq. CO₂ et s'est engagée à augmenter ce prix de 5 \$ par année jusqu'à ce qu'il atteigne 50 \$ la tonne en 2021. Cette taxe a une incidence minimale sur les coûts pour la Société en raison de la nature de nos actifs en Colombie-Britannique.

Ontario

Le 31 octobre 2018, le gouvernement de l'Ontario a adopté la *Loi annulant le programme de plafonnement et d'échange* (Ontario). Cette loi a abrogé toute la réglementation provinciale existante sur les émissions de carbone ainsi que la tarification imposée aux grands émetteurs.

Réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre des grands émetteurs

La LTPGES fédérale canadienne exige que les provinces instaurent une réglementation et une tarification à l'égard des GES qui sont conformes à la LTPGES. Le 23 octobre 2018, le gouvernement fédéral a annoncé que les grands émetteurs de l'Ontario seraient assujettis à la réglementation fédérale du STFR relative au filet de sécurité à compter du 1^{er} janvier 2020. Toutes les installations industrielles, dans les secteurs visés, dont les émissions annuelles de GES sont supérieures à 50 000 t éq.CO₂ sont automatiquement assujetties au STFR, tandis que les émetteurs dont les émissions annuelles de GES se situent entre 10 000 t éq.CO₂ et 50 000 t éq.CO₂ ont l'option d'y adhérer.

Les grands émetteurs de l'Ontario sont actuellement assujettis à la réglementation fédérale du STFR relative au filet de sécurité.

Le 4 juillet 2019, le gouvernement de l'Ontario a publié la réglementation définitive pour le programme des normes de rendement à l'égard des émissions (le « programme NRE »). Le programme NRE fixe les limites d'émissions de GES pour les installations visées. Les grands émetteurs dont les émissions annuelles de GES sont supérieures à 50 000 t éq.CO₂ seront assujettis à ces normes, tandis que les émetteurs dont les émissions annuelles de GES se situent entre 10 000 t éq.CO₂ et 50 000 t éq.CO₂ auront l'option d'y adhérer. La limite des émissions de carbone pour les centrales électriques est fixée à 420 t éq.CO₂/GWh. Le programme prévoit également une méthode permettant de tenir compte de l'efficacité des centrales de cogénération en matière d'émissions de carbone. Le gouvernement fédéral n'a pas accepté le programme NRE comme étant conforme à la LTPGES, et le STFR demeure en vigueur pour ce qui est des obligations d'information pour 2019.

Les installations dont les émissions sont supérieures aux exigences de réduction peuvent s'y conformer comme suit : (i) en achetant des crédits pour émissions excédentaires auprès de l'organisme de réglementation; (ii) en procédant à des réductions dans leurs installations; ou (iii) en utilisant des crédits de rendement en matière d'émissions générés par des installations dont les émissions sont inférieures à la limite d'intensité. La première période de conformité aux termes du programme NRE commencera le 1^{er} janvier de l'année où l'Ontario sera retirée de la liste des provinces auxquelles le STFR fédéral s'applique. L'Ontario a soumis le programme NRE au gouvernement fédéral pour examen.

La plupart des coûts associés au carbone sont transmis à nos contreparties grâce aux dispositions relatives aux modifications législatives qui sont incluses dans nos contrats.

Tarification fédérale de la pollution causée par les carburants (la « redevance sur les carburants »)

Le gouvernement fédéral a remplacé la tarification du carbone de l'Ontario par la redevance sur les carburants le 1^{er} janvier 2019. Les installations ontariennes assujetties au STFR sont exonérées de la redevance sur les carburants.

Massachusetts

Le programme Solar Renewable Energy Credit I (le « SREC I ») a soustrait à la norme relative au portefeuille d'énergie renouvelable du Massachusetts (la « NPER ») une quantité initiale de 400 MW provenant de petites centrales d'énergie solaire dont la production est de 10 MW ou moins. La taille initiale du SREC I a été augmentée avant que le programme ne soit remplacé par le programme SREC II prévoyant des crédits réduits. En 2018, le programme d'incitatifs au titre de l'énergie solaire a été remplacé par l'actuel Solar Massachusetts Renewable Target Program qui a de nouveau réduit les niveaux des incitatifs.

Le volume cible initial du programme SREC I a été atteint, et les projets qui y ont été admis continuent de générer des crédits SREC I pendant les 10 premières années suivant la date du début de l'exploitation commerciale. Les installations visées par le SREC I génèrent alors des crédits REC de classe 1 dans le cadre de la NPER du Massachusetts pendant le reste de leur vie utile.

Dans le cadre du programme de facturation nette du Massachusetts, les installations admises sont reliées à l'entreprise de services publics locale et génèrent des crédits nets applicables à leurs factures. Ces crédits compensent les coûts associés à la livraison, à la fourniture et à la clientèle et peuvent être vendus à des clients d'installations admises externes ou sur place. En 2016, la mise à jour du programme de facturation nette a eu pour effet de réduire la valeur des crédits nets applicables aux factures en les appliquant uniquement aux coûts de l'énergie. Les nouveaux projets sont touchés par cette réduction lorsque le volume visé par le programme de facturation nette atteint 1 600 MW. Les installations existantes ont un droit acquis et continuent de bénéficier du traitement de compensation complet original pendant la période de 25 ans suivant la date du début de l'exploitation commerciale initiale. TransAlta génère environ de 10 à 12 M\$ de crédits annuellement.

Minnesota (MISO)

Le Minnesota a adopté une NPER et permet aux entreprises de services publics et à d'autres entités d'utiliser les crédits REC du Michigan pour satisfaire aux exigences. Les crédits générés par la centrale éolienne de Lakeswind ont été vendus à un client dans le cadre d'un contrat à long terme.

New Hampshire (ISO-NE)

Le marché du New Hampshire a une NPER, fait partie du marché des crédits de la Nouvelle-Angleterre et participe au Regional Greenhouse Gas Initiative – un programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de carbone. La centrale éolienne d'Antrim dispose de contrats à long terme pour la vente de son énergie et de ses caractéristiques environnementales ainsi que d'engagements à long terme en matière de capacité. Par conséquent, la réglementation et les politiques étatiques et régionales sur l'environnement et les marchés auront une incidence négligeable sur les produits des activités ordinaires.

Pennsylvanie (PJM)

La Pennsylvanie a une NPER et fait partie du marché des crédits de la Nouvelle-Angleterre. La règle de fixation du prix minimum sur le marché de capacité de PJM est en cours de révision. La centrale éolienne de Big Level ne vend pas ses crédits aux entités régies par la NPER, de sorte qu'il n'est pas assujéti aux exigences relatives aux enchères concernant le prix minimum sur le marché de capacité.

Washington

En 2010, le bureau du Gouverneur et le département de l'Écologie de l'État de Washington ont négocié avec TransAlta des ententes relatives à l'exploitation des deux unités de production d'électricité alimentées au charbon de Centralia. TransAlta a convenu de fermer ses deux unités de Centralia, l'une en 2020 et l'autre en 2025. Cette entente fait officiellement partie du programme sur le changement climatique de l'État. Nous croyons actuellement que, compte tenu de ces engagements, il n'y aura pas d'exigences réglementaires additionnelles en matière de GES visant les centrales alimentées au charbon aux États-Unis. La loi intitulée *TransAlta Energy Transition Bill* a été adoptée en 2011 et prévoit un cadre pour la transition à des sources d'énergie autres que le charbon dans l'État de Washington.

Si l'État met en œuvre une réglementation sur la tarification du carbone, la Loi intitulée *TransAlta Energy Transition Bill* exige que Centralia soit exonérée des coûts connexes.

Wyoming

Le Wyoming n'a pas de NPER ou de marché du carbone. Aucune mesure n'a été prise récemment en vue de réexaminer l'imposition d'une taxe sur l'énergie éolienne dans l'État. La centrale éolienne du Wyoming dispose de contrats à long terme pour la vente de son énergie et de ses caractéristiques environnementales, et la Société s'attend à ce que la réglementation et les politiques de l'État sur l'environnement et les marchés n'aient pas d'incidence importante sur les produits des activités ordinaires.

Australie

Le 13 décembre 2014, le gouvernement australien a adopté une loi en vue de mettre sur pied le fonds de réduction des émissions (*Emissions Reduction Fund*) (le « Fonds »). Ce Fonds de 2,55 G\$ AU constitue la pièce centrale de la politique du gouvernement australien et établit un cadre réglementaire visant à réduire les émissions de 5 % pour qu'elles s'établissent en deçà des niveaux de 2000 d'ici 2020 et de 26 % à 28 % pour qu'elles s'établissent en deçà des niveaux de 2005 d'ici 2030. Le dispositif de protection du Fonds, mis en place le 1^{er} juillet 2016, a été conçu pour que les réductions d'émissions achetées par le gouvernement australien par l'entremise du Fonds ne soient pas contrebalancées par d'importantes augmentations des émissions dans d'autres secteurs de l'économie. Le Fonds et son dispositif de protection offrent des incitatifs à la réduction des émissions dans l'ensemble de l'économie australienne.

Le gouvernement australien s'est également engagé à élaborer un plan national de productivité énergétique (*National Energy Productivity Plan*) qui vise à améliorer la productivité énergétique de l'Australie de 40 % entre 2015 et 2030. Le Fonds ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos actifs australiens étant donné que ceux-ci sont principalement alimentés au gaz. En outre, le 23 juin 2015, le gouvernement fédéral australien a également relevé son objectif en matière d'énergie renouvelable (*Renewable Energy Target*). L'atteinte de cet objectif devrait ajouter au moins 33 000 GWh de sources d'énergie renouvelable d'ici 2020. Cela aurait pour effet de doubler la quantité d'énergie renouvelable à grande échelle livrée par rapport aux niveaux actuels et porter à environ 23,5 % la part de la production d'électricité en Australie provenant de projets d'énergie renouvelable.

Selon le dispositif de protection du Fonds, les exigences de conformité des installations individuelles applicables aux centrales émettrices prévues dans le dispositif de protection de l'Australie n'entrent pas en vigueur avant que le total des émissions du secteur de l'électricité n'excède 198 Mt éq.CO₂ annuellement. L'Australie n'a pas encore franchi ce seuil et les émissions du secteur de l'électricité ont tendance à diminuer. Par conséquent, les centrales n'ont pas de coûts rattachés au carbone à l'heure actuelle.

Activités de TransAlta

La réduction des incidences de nos activités sur l'environnement est avantageuse non seulement pour nos activités et nos résultats financiers, mais également pour les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités. Nous prévoyons que les émissions dans l'environnement et la conformité en matière d'environnement continueront d'être scrutées d'encore plus près. Nous avons donc adopté une approche proactive en vue de réduire au minimum les risques sur nos résultats. Notre conseil exerce une surveillance sur nos programmes de gestion environnementale et nos initiatives en matière de réduction des émissions afin de s'assurer que nous continuons de nous conformer à la réglementation environnementale.

Nos programmes de gestion environnementale englobent les éléments sommairement décrits ci-dessous :

Énergie renouvelable

Nous poursuivons nos investissements dans les sources d'énergie renouvelable. Nous avons actuellement quatre projets d'énergie renouvelable, totalisant environ 470 MW, en voie de réalisation ou récemment achevés. En décembre 2019, nous avons mis en service deux parcs éoliens totalisant 119 MW situés aux États-Unis. Nous avons également signé une entente en vue de l'achat d'une participation de 49 % dans un autre parc éolien de 136,8 MW situé dans l'État de Washington. Nous construisons actuellement une autre centrale éolienne de 207 MW en Alberta. Nous aménageons aussi un projet de stockage à batteries de 10 MW en Alberta avec l'aide d'Emission Reduction Alberta. Nous cherchons à tester la technologie et à acquérir des connaissances sur son application afin de mieux servir la clientèle. Voir la rubrique « Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - Production et expansion des affaires ».

Nous estimons qu'un portefeuille de ressources énergétiques renouvelables plus vaste offre une plus grande flexibilité en matière de production et crée une plus-value environnementale grâce aux CER ou aux crédits compensatoires pour les émissions. De plus, nous avons élaboré des politiques et des méthodes afin de nous conformer aux directives réglementaires et de réduire toute perturbation du milieu causée par nos ressources en énergie renouvelable, notamment la surveillance du bruit et des impacts sur la faune aviaire dans nos centrales éoliennes.

Contrôles et efficacité en matière d'environnement

Nous continuons d'améliorer notre exploitation et d'investir dans nos centrales existantes afin de réduire les effets environnementaux de la production d'électricité. Nous avons installé du matériel de contrôle du mercure dans toutes nos centrales alimentées au charbon et notre taux de captage du mercure est de 80 % dans toutes nos centrales au charbon. L'unité 3 de notre centrale de Keephills fait appel à une technologie de combustion supercritique afin de maximiser l'efficacité thermique ainsi qu'à une technologie de capture du dioxyde de soufre et de faible combustion des oxydes d'azote. Les projets d'accroissement de la capacité nominale ou d'efficacité énergétique terminés à nos centrales de Keephills et de Sundance, y compris un accroissement de la capacité nominale de 15 MW achevé en 2015 à l'unité 3 de la centrale de Sundance, ont amélioré l'efficacité de ces centrales sur le plan de l'énergie et des émissions. En 2018, nous avons commencé à produire de l'électricité à l'aide de deux combustibles à nos deux centrales alimentées au charbon en Alberta. Cette mesure a permis de réduire sensiblement le volume des émissions de CO₂/MWh provenant de ce parc. En novembre 2019, le gazoduc Pioneer a été entièrement mis en service, ce qui a permis de réduire considérablement le niveau des émissions de carbone de nos unités actuelles alimentées au charbon.

Portefeuille de crédits compensatoires

TransAlta conserve un portefeuille de crédits compensatoires pour les émissions de GES qui est composé de divers instruments pouvant être utilisés à des fins de conformité ou, sinon, être cumulés ou vendus. Nous continuons d'examiner les autres occasions d'obtenir des crédits compensatoires qui nous permettent aussi d'atteindre les cibles en matière d'émissions à un coût concurrentiel. Nous veillons à ce que tous les investissements dans des crédits compensatoires respectent les critères de certification sur le marché dans lequel ils doivent être utilisés.

Réglementation de l'environnement

Les changements qui ont été apportés récemment ou qui seront apportés ultérieurement à la législation ou à la réglementation de l'environnement pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Comme il est indiqué à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et à la rubrique « Gouvernance et gestion du risque » du rapport de gestion annuel, nombre de nos activités et de nos biens sont soumis à des exigences environnementales, de

même qu'à des changements touchant nos responsabilités et nos obligations en vertu de celles-ci, ce qui peut avoir un effet défavorable important sur nos résultats financiers consolidés, nos activités ou notre rendement.

FACTEURS DE RISQUE

Le lecteur devrait analyser attentivement les facteurs de risque décrits ci-après ainsi que les autres renseignements qui sont contenus dans la présente notice annuelle ou qui y sont intégrés par renvoi. Pour un exposé plus poussé des facteurs de risque touchant TransAlta, veuillez vous reporter à la rubrique « *Gouvernance et gestion du risque* » du rapport de gestion annuel, lequel est intégré dans les présentes par renvoi.

Aux fins des présentes, l'expression « effet défavorable important » sur la Société s'entend d'un effet de ce genre sur la Société ou sur ses activités, sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie, selon le contexte.

L'exploitation et la maintenance de nos centrales comportent des risques pouvant avoir un effet défavorable important sur nos activités.

L'exploitation, la maintenance, la modernisation, la construction et l'agrandissement de centrales électriques comportent des risques, notamment un bris ou une panne d'équipement ou de processus, une interruption de l'approvisionnement en combustible et un rendement inférieur aux niveaux prévus de débit ou d'efficacité. La construction de certaines de nos centrales de production, particulièrement en Alberta, remonte à plusieurs années. Ces centrales pourraient nécessiter d'importantes dépenses en immobilisations en vue de maintenir leur rendement de pointe ou de poursuivre leur exploitation. Rien ne garantit que notre programme de maintenance permettra de détecter à l'avance les pannes potentielles de nos centrales ou d'éliminer tous les effets défavorables en cas de panne. De plus, des perturbations liées aux conditions météorologiques, des arrêts de travail et d'autres problèmes imprévus pourraient perturber l'exploitation et la maintenance de nos centrales et avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous avons conclu des conventions de maintenance et de service continu avec les fabricants de certaines pièces d'équipement essentielles. Si un fabricant ne peut ou ne veut pas offrir un service de maintenance satisfaisant ou honorer une garantie, nous pourrions devoir conclure d'autres ententes avec d'autres fournisseurs s'ils ne peuvent effectuer la maintenance eux-mêmes. Ces ententes pourraient être plus onéreuses pour nous que nos ententes actuelles et ces frais supplémentaires pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Si nous ne sommes pas en mesure de conclure d'autres ententes acceptables, notre incapacité à obtenir des pièces ou des connaissances techniques pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Bien que nous gardions des pièces de rechange en stock ou prenions par ailleurs des dispositions pour en obtenir afin de remplacer les pièces d'équipement essentielles et que nous souscrivions de l'assurance contre les dommages matériels pour nous protéger contre certains risques d'exploitation, ces protections pourraient ne pas être suffisantes pour couvrir le manque à gagner ou les hausses de frais et les amendes qui pourraient nous être imposés si nous n'étions pas en mesure d'exploiter nos centrales à un niveau nécessaire pour nous conformer à nos contrats de vente (y compris les CAÉ de l'Alberta).

Nous pouvons être exposés au risque qu'il soit nécessaire d'exploiter une centrale à un niveau de capacité supérieur à celui que prévoyait notre contrat d'électricité afin de fournir de la vapeur en vue de l'exécution de ce contrat. En de telles circonstances, les coûts engagés pour produire la vapeur vendue pourraient dépasser les produits qui en sont tirés.

Nous pourrions ne pas réussir à répondre aux attentes financières.

Nos produits des activités ordinaires, nos résultats, nos flux de trésorerie et nos résultats d'exploitation trimestriels sont difficiles à prévoir et varient d'un trimestre à l'autre. Nos résultats d'exploitation trimestriels dépendent de plusieurs facteurs, y compris les risques décrits dans la présente notice annuelle, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, qui peuvent faire en sorte que ces résultats soient inférieurs aux attentes du marché. Bien que nous établissions nos prévisions de charges opérationnelles en fonction, en partie, de nos attentes sur le plan des produits des activités ordinaires futurs, une partie importante de nos charges sont relativement fixes à court terme. Si les produits des activités ordinaires d'un trimestre donné sont inférieurs aux attentes, nous serons vraisemblablement incapables de réduire proportionnellement nos charges opérationnelles du même trimestre, ce qui nuira à nos résultats d'exploitation du trimestre en question.

Bon nombre de nos activités et de nos biens sont soumis à des exigences environnementales et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nos activités sont soumises aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux et étatiques et des administrations locales qui portent sur la production et le transport d'électricité et d'énergie thermique ainsi que sur l'exploitation minière à ciel ouvert, relativement à la pollution et à la protection de l'environnement, à la santé et à la sécurité, et qui régissent, entre autres, les émissions atmosphériques, l'usage et l'évacuation des eaux, le stockage, le traitement et l'élimination des déchets et autres matières et la restauration des sites ainsi que la responsabilité relative à l'utilisation des terres (collectivement, « réglementation environnementale »). Ces lois peuvent imposer des responsabilités et des obligations à l'égard des coûts engagés pour faire enquête et pour apporter des mesures correctives à la suite d'une contamination sans égard à la faute et, dans certaines circonstances, la responsabilité peut être solidaire, de sorte qu'une partie responsable donnée est tenue responsable de toute l'obligation. La réglementation environnementale peut aussi imposer, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manipulation, à l'utilisation, à l'entreposage, au transport, au traitement et à l'élimination des substances et des déchets dangereux et peut imposer des responsabilités, notamment de nettoyage et de divulgation, relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. La réglementation environnementale peut également exiger que les centrales et les autres biens associés à nos activités soient exploités, maintenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation compétentes. De plus, il y a un niveau croissant de réglementation environnementale relativement à l'utilisation, au traitement et à l'évacuation des eaux et nous prévoyons l'adoption de nouveaux règlements ou de règlements supplémentaires sur les émissions à l'échelle nationale au Canada, aux États-Unis et en Australie, qui pourraient imposer des normes ou des obligations de conformité différentes s'appliquant à nos activités. Ces diverses normes de conformité pourraient occasionner des coûts additionnels à notre entreprise ou influencer sur notre capacité d'exploiter nos centrales.

Pour respecter la réglementation environnementale, nous devons engager des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation importants pour la surveillance environnementale, le matériel et les processus de contrôle des effluents et des émissions; la mesure, la vérification et la déclaration des émissions; les droits liés aux émissions et d'autres activités ou obligations de conformité. Nous nous attendons à devoir continuer d'assumer d'autres dépenses liées à l'environnement dans l'avenir. Des normes plus rigoureuses, une réglementation nouvelle ou plus abondante, l'application plus stricte des règles par les autorités de réglementation, les exigences plus poussées pour l'obtention des permis, une augmentation du nombre et du type d'actifs exploités par la Société qui sont soumis à la réglementation environnementale et la mise en œuvre de réglementations provinciales, étatiques et nationales sur les émissions de GES, les émissions de mercure ou d'autres émissions atmosphériques qui peuvent ne pas être harmonisées et qui peuvent nous imposer des obligations différentes dans les territoires où nous sommes actifs pourraient faire augmenter le montant de nos dépenses. Dans la mesure où ces dépenses ne peuvent être transmises aux clients aux termes de nos contrats d'achat d'électricité, y compris les CAÉ de l'Alberta, nous pourrions avoir à engager des coûts importants. De plus, le respect de la réglementation environnementale pourrait nous forcer à restreindre certaines de nos activités. Si nous ne nous conformons pas à la réglementation environnementale, les autorités de réglementation pourraient chercher à nous imposer des sanctions civiles, administratives et/ou criminelles, à limiter nos activités ou nous occasionner d'importantes dépenses liées à la conformité, à du nouveau matériel ou à de nouvelles technologies, à des obligations d'information et à de la recherche et du développement.

En plus d'être soumis à la réglementation environnementale, nous pourrions engager notre responsabilité civile si des parties privées décidaient de demander que des amendes, des peines civiles ou des responsabilités nous soient imposées relativement à des dommages matériels, à des blessures et à d'autres coûts et pertes. Nous ne pouvons pas garantir que nous ne ferons pas l'objet de poursuites ou de mesures administratives ou d'enquêtes par ailleurs susceptibles de nuire à nos activités et à nos actifs. Si nous faisons l'objet d'une poursuite ou d'une instance par ailleurs susceptible de nuire à nos activités et à nos actifs, nous pourrions être tenus d'engager des dépenses importantes pour défendre nos activités ou pour présenter des preuves de leur conformité ou pour assurer la conformité de notre Société, de nos activités et de nos actifs, dépenses qui pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Un certain nombre de mesures réglementaires fédérales, provinciales, étatiques et locales continuent de mettre l'accent sur d'éventuels changements climatiques qui pourraient survenir ou les émissions de GES, et des exigences en matière de déclaration obligatoire des GES sont entrées en vigueur tant au Canada qu'aux États-Unis. Les exigences de réduction obligatoire des émissions de GES devraient nous imposer des coûts accrus, comme cela devrait être le cas pour la plupart des producteurs d'énergie thermique d'Amérique du Nord. Nous sommes assujettis à d'autres règlements régissant la qualité de l'air, y compris les règlements sur le mercure. Dans la mesure où de nouveaux règlements ou des règlements supplémentaires sur les émissions de GES, les émissions de mercure ou d'autres émissions atmosphériques pourraient nous occasionner des coûts qui ne peuvent être transmis à nos clients aux termes

de nos contrats d'achat d'électricité, les coûts pourraient être importants et avoir un effet défavorable important sur nos activités. En ce qui concerne les centrales existantes de TransAlta alimentées au gaz, nous disposons actuellement de clauses contractuelles prévoyant qu'en cas de changement apporté à la loi, les coûts liés à la taxe sur le carbone peuvent être transmis à l'acheteur et nous prévoyons que les nouveaux contrats que nous signerons contiendront des clauses analogues.

Nos activités d'exploitation minière à ciel ouvert sont soumises à des lois et à des règlements établissant des normes en matière d'exploitation minière, de protection de l'environnement et de restauration pour tous les aspects de l'exploitation à ciel ouvert. Les coûts de restauration estimatifs applicables aux activités de la Société pourraient être inexacts, et des ressources financières plus importantes que prévu pourraient se révéler nécessaires. En qualité de propriétaire ou d'exploitant de mines, nous devons obtenir des permis de l'autorité de réglementation compétente autorisant certaines activités minières qui entraînent des perturbations à la surface. Ces exigences visent à limiter les effets défavorables de l'exploitation houillère et des exigences plus rigoureuses pourraient être adoptées à l'occasion. En qualité de propriétaire ou d'exploitant de mines, nous pourrions également être tenus de déposer un cautionnement ou de garantir autrement le paiement de certaines obligations à long terme, y compris les coûts de fermeture de mines et de restauration des emplacements. Les coûts des cautionnements ont augmenté ces dernières années, tandis que les conditions de ces cautionnements sont devenues plus désavantageuses. De plus, le nombre d'entreprises prêtes à émettre des cautionnements a diminué. Nous pourrions être tenus d'autofinancer ces obligations si nous ne parvenons pas à renouveler ou à obtenir les cautionnements requis à l'égard de nos activités minières ou s'il devient plus économique de procéder de cette façon.

La Société pourrait ne pas avoir gain de cause en cas d'actions en justice.

La Société est parfois désignée comme défenderesse dans le cadre de diverses actions et poursuites en justice et est parfois partie à des différends commerciaux qui sont réglés par arbitrage ou par d'autres procédures judiciaires. Elle peut également intenter des actions en justice contre des tiers en cas de différends commerciaux au moyen de procédures d'arbitrage ou d'autres procédures judiciaires. Rien ne garantit que la Société aura gain de cause dans ces instances ni qu'un jugement contre la Société dans l'une de ces instances n'aura pas un effet défavorable important sur elle. Le 23 avril 2019, Mangrove Partners Fund Ltd. (« Mangrove ») a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario désignant comme défendeurs TransAlta, les membres du conseil d'administration de TransAlta en poste à cette date et Brookfield BRP Holdings (Canada). Mangrove tente de faire annuler l'opération relative à Brookfield et, si elle avait gain de cause, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société, notamment sur sa capacité à continuer de rembourser du capital au moyen de rachats d'actions et de verser la somme de 400 M\$ qui sera bientôt exigible à l'échéance des billets à moyen terme, tout en poursuivant sa stratégie de conversion du charbon au gaz, en profitant d'autres occasions de croissance et en mettant en œuvre des plans stratégiques. Voir la rubrique « Poursuites et application de la loi ».

La fluctuation imprévue des coûts de maintenance et des coûts et de la durabilité des composantes des centrales de la Société pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats opérationnels.

Des augmentations imprévues dans la structure des coûts de la Société qui sont indépendantes de la volonté de cette dernière pourraient avoir un effet défavorable important sur son rendement financier. Ces coûts peuvent comprendre, entre autres choses, des augmentations imprévues des coûts engagés pour se procurer les matériaux et les services nécessaires aux activités de maintenance et des coûts imprévus de remplacement ou de réparation de l'équipement liés au mauvais fonctionnement de celui-ci ou à sa moins grande durabilité.

Les pannes de matériel pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Une panne de matériel importante pour nos activités qui serait attribuable, entre autres, à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur est un risque qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. Même si nos centrales de production sont généralement exploitées conformément aux attentes, rien ne garantit qu'elles continueront de l'être. Nos centrales sont exposées à des risques d'exploitation, comme des défaillances résultant de dommages cycliques, thermiques et dus à la corrosion dans les chaudières, le groupe turbogénérateur et les turbines, et d'autres problèmes qui peuvent entraîner des interruptions et accroître le risque lié à la production. Une interruption prolongée pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière ou les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Rien ne garantit que la protection d'assurance applicable protégerait adéquatement nos activités contre des effets défavorables importants. En outre, rien ne garantit que nous pourrions remettre en état le matériel ou les actifs qui sont à la fin de leur vie utile.

Nos centrales, nos projets de construction et nos activités sont exposés aux effets de catastrophes naturelles, de crises de santé publique et d'autres événements catastrophiques indépendants de notre volonté et ceux-ci pourraient avoir un effet défavorable important.

Nos centrales, nos projets de construction et nos activités sont exposés à des interruptions et à des dommages potentiels et à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex. les inondations, les vents forts, les incendies, les tempêtes de verglas, les tremblements de terre et les crises de santé publique, comme les pandémies et les épidémies), d'autres activités sismiques, de pannes de matériel et d'autres événements similaires. Les changements climatiques pourraient accroître la fréquence et la gravité de ces phénomènes météorologiques extrêmes. Rien ne garantit que si un tremblement de terre, un ouragan, une tornade, un tsunami, un typhon, un attentat terroriste, un acte de guerre ou une autre catastrophe naturelle, anthropique ou technique se produisait, une partie ou l'ensemble de nos centrales de production et de nos infrastructures ne seraient pas perturbées. La survenance d'un événement marquant qui empêche nos actifs de production d'énergie de produire ou de vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris des événements qui empêchent les clients actuels aux termes de CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. Nos centrales, nos projets de construction et nos activités pourraient être exposés aux effets de conditions climatiques particulièrement rigoureuses, à des catastrophes naturelles et anthropiques et à d'autres événements susceptibles d'être catastrophiques. La survenance d'un tel événement pourrait ne pas nous dispenser des obligations qui nous incombent aux termes de CAÉ ou d'autres conventions conclues avec des tiers. De plus, le fait que bon nombre de nos centrales de production sont situées en zones éloignées peut faire en sorte qu'il soit plus difficile d'y avoir accès pour réparer les dommages. Des événements catastrophiques, notamment des crises de santé publique, pourraient occasionner une volatilité et une perturbation des chaînes d'approvisionnement mondiales, une perturbation des marchés mondiaux des capitaux, des changements dans l'humeur du commerce et des marchés, des risques à la santé et la sécurité des employés, un ralentissement ou une interruption temporaire des activités dans les zones touchées, le report du lancement et/ou de l'achèvement des projets de construction ou d'aménagement de la Société ainsi que des retards dans la prestation des services, l'un ou l'autre des événements susmentionnés étant susceptible d'entraîner l'imposition à la Société de pénalités aux termes de contrats, des coûts supplémentaires ou l'annulation de contrats.

Des ruptures de barrage et de digue pourraient entraîner une perte de capacité de production, une augmentation des frais de maintenance et de réparation et d'autres obligations.

Il demeure possible qu'une catastrophe naturelle ou causée par l'homme et certains autres événements, y compris une activité sismique naturelle ou induite, entraînent des ruptures de barrage à nos centrales hydroélectriques. La survenance de ruptures de barrage ou de digue à l'une ou l'autre de nos centrales hydroélectriques ou alimentées au charbon pourrait entraîner une perte de capacité de production, causer des dommages à l'environnement et porter préjudice à des tiers ou au public, et ces ruptures pourraient nous forcer à y consacrer des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables ou nous exposer à des obligations importantes en ce qui a trait aux dommages. Rien ne garantit que le programme de sécurité de nos barrages permettra de déceler à l'avance les ruptures de barrage éventuelles ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables en cas de ruptures. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos frais et notre exploitation. Le renforcement de tous les barrages ou digues pour les rendre résistants à des circonstances plus intenses pourrait nous forcer à engager des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables. Les conséquences des ruptures de barrage ou de digue pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Une réduction importante de notre approvisionnement en eau pourrait avoir des effets défavorables sur nous.

L'exploitation de centrales hydroélectriques ou alimentées au gaz naturel ou au charbon nécessite un débit d'eau continu. Des changements touchant la situation météorologique ou climatique, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, l'écoulement de surface et d'autres facteurs indépendants de notre volonté pourraient réduire le débit d'eau de nos centrales. Une réduction importante du débit d'eau de nos centrales limiterait notre capacité de produire et de commercialiser de l'électricité à partir de ces centrales et pourrait avoir un effet défavorable important sur nous. Une réglementation de plus en plus poussée s'applique à l'usage, au traitement et à l'évacuation des eaux et à l'obtention des droits relatifs à l'eau dans les territoires où nous exerçons nos activités. Tout changement apporté à la réglementation pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

La variation de l'intensité du vent peut avoir une incidence négative sur la quantité d'électricité produite par nos centrales éoliennes.

Le vent est par nature variable. Par conséquent, la quantité d'électricité produite par nos centrales éoliennes variera également. De plus, la force et la constance de la ressource éolienne à nos centrales éoliennes pourraient différer de nos prévisions en raison d'un certain nombre de facteurs, notamment : la mesure dans laquelle les données éoliennes historiques et les prévisions éoliennes propres à un de nos emplacements représentent de façon exacte la vitesse, la force et la constance réelles des vents à long terme; l'effet possible des facteurs climatiques; l'exactitude de nos hypothèses à l'égard, notamment, de la météo, de l'accumulation de glace, de la dégradation, de l'accès aux emplacements, des pertes en ligne par effet de sillage et de cisaillement du vent; et l'incidence possible des variations topographiques.

Une réduction de la quantité de vent à l'emplacement d'une ou de plusieurs de nos centrales éoliennes sur une période prolongée pourrait réduire la production de ces centrales, ainsi que toutes les caractéristiques environnementales qui nous reviennent relativement à cette production, et réduire nos produits des activités ordinaires et notre rentabilité.

Les fluctuations des prix de l'électricité et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires à la production d'électricité pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Une partie importante de nos produits des activités ordinaires est liée, directement ou indirectement, au prix du marché de l'électricité dans les marchés sur lesquels nous exerçons nos activités. Les prix de l'électricité sur le marché subissent l'incidence de plusieurs facteurs, dont : la vigueur de l'économie, la capacité de transport de l'électricité disponible, le prix des combustibles utilisés pour produire de l'électricité (et, par conséquent, certains des facteurs qui influent sur le prix des combustibles décrits ci-après); la gestion de la production et l'importance de la capacité de production excédentaire par rapport à la charge sur un marché en particulier; le coût du contrôle des émissions de pollution, notamment l'éventuel coût du carbone; la structure du marché; l'adoption de plus en plus répandue de mesures d'efficacité et de conservation énergétiques; et les conditions météorologiques qui influent sur la charge électrique. Par conséquent, nous ne pouvons pas prédire avec précision les prix futurs de l'électricité et la volatilité des prix de l'électricité pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous achetons le gaz naturel et une partie du charbon qui nous servent de combustible pour la production d'électricité. Nous pourrions subir des effets défavorables importants si le coût du combustible que nous devons acheter pour produire de l'électricité augmente au-delà du prix que nous pouvons obtenir pour l'électricité que nous vendons. Plusieurs facteurs influent sur le prix du combustible, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, notamment :

- les cours du marché du combustible;
- la demande mondiale de produits énergétiques;
- le coût du carbone et les autres préoccupations environnementales;
- les interruptions liées aux conditions météorologiques qui ont une incidence sur la livraison de combustibles ou sur la demande à court terme de combustibles;
- l'augmentation de l'offre de produits énergétiques sur les marchés de gros de l'électricité;
- la capacité de transport du combustible ou le coût du service de transport de combustible dans nos marchés;
- le coût d'extraction minière qui, à son tour, est tributaire de divers facteurs tels que les pressions sur le marché du travail, les frais de remplacement du matériel et l'obtention des permis.

Des variations de l'un ou l'autre de ces facteurs peuvent faire grimper nos coûts de production d'électricité ou faire diminuer les produits que nous tirons de la vente d'électricité, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

La disponibilité de l'approvisionnement en combustible de nos centrales thermiques ou l'interruption d'un tel approvisionnement pourrait avoir une incidence défavorable sur l'exploitation de nos centrales et sur notre situation financière.

Nos centrales thermiques dépendent d'un approvisionnement adéquat en gaz naturel et en charbon afin d'assurer leur exploitation de façon fiable et au maximum de leur capacité. Nous sommes donc exposés au risque de ne pas disposer d'un approvisionnement en combustible adéquat en raison d'un service de transport de gaz naturel insuffisant, de perturbations touchant l'approvisionnement en combustible causées par des conditions météorologiques, des grèves, des lockouts ou la détérioration de matériel, ou encore le moment auquel les approbations réglementaires sont reçues. En outre, le charbon qui alimente la centrale thermique de Centralia provient du bassin hydrographique de la rivière Powder, dans le Montana et le Wyoming, et nous est fourni aux termes de contrats relatifs à l'achat du charbon et à son transport jusqu'à notre centrale thermique de Centralia. Nos contrats actuels relatifs au charbon alimentant la centrale thermique de Centralia expirent à la fin de 2020. La perte de nos fournisseurs ou l'incapacité de renouveler nos contrats existants relatifs à l'achat de charbon provenant du bassin hydrographique de la rivière Powder ou de les renouveler à des conditions favorables pourraient aussi nuire considérablement à notre capacité de servir nos clients et avoir un effet défavorable sur notre situation financière et sur nos résultats d'exploitation. Nous pourrions être exposés au risque d'un approvisionnement inadéquat en raison de notre dépendance à l'égard du gazoduc Pioneer, important fournisseur de gaz naturel pour nos centrales de Sundance et de Keephills.

L'évolution de la conjoncture économique et des conditions des marchés pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Une évolution défavorable de la conjoncture économique et de la situation des marchés et, plus particulièrement, au sein des marchés où nous exerçons nos activités, pourrait avoir un effet négatif sur la demande d'électricité, les produits des activités ordinaires, les charges d'exploitation, le calendrier et l'ampleur des dépenses en immobilisations, la valeur de réalisation nette des immobilisations corporelles, les résultats des mesures de financement ou le risque de crédit et le risque de contrepartie, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Le cours de nos actions ordinaires pourrait être volatil.

Le cours de nos actions ordinaires pourrait être volatil et subir d'importantes fluctuations en raison de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, y compris : a) les variations réelles ou prévues de nos résultats d'exploitation; b) les recommandations des analystes en valeurs mobilières; c) des changements dans le rendement économique ou la valeur au marché d'autres sociétés que les investisseurs jugent comparables aux nôtres; d) le départ ou la démission de membres de la haute direction et d'autres membres clés du personnel; e) les ventes réelles ou perçues d'actions ordinaires additionnelles; f) les acquisitions ou regroupements d'entreprises, les partenariats stratégiques, les coentreprises ou les engagements de capitaux importants faits par nous ou nos concurrents ou nous visant ou visant nos concurrents; et g) les tendances, préoccupations, percées technologiques ou faits nouveaux concurrentiels, changements réglementaires et autres questions connexes qui se manifestent dans le secteur de la production d'énergie ou dans nos marchés cibles.

Les marchés des capitaux ont connu au cours des dernières années d'importantes variations des prix et des volumes qui ont eu une incidence particulière sur le cours des titres de capitaux propres des sociétés, variations qui, dans bien des cas, n'avaient aucun lien avec la performance opérationnelle, la valeur des actifs sous-jacents ou les perspectives de ces sociétés. Par conséquent, le cours de nos actions ordinaires pourrait baisser même si nos résultats d'exploitation, la valeur de nos actifs sous-jacents ou nos perspectives n'ont pas changé. En outre, ces facteurs, ainsi que d'autres facteurs connexes, pourraient entraîner une baisse de la valeur des actifs, qui pourrait se traduire par des pertes de valeur. Certains investisseurs institutionnels pourraient fonder leurs décisions d'investissement sur une analyse de nos pratiques et de notre rendement dans les domaines de l'environnement, de la gouvernance et de la responsabilité sociale selon leurs propres lignes directrices et critères en matière d'investissement. Si leurs critères ne sont pas respectés, ces institutions pourraient limiter leur investissement dans nos actions ordinaires ou s'abstenir de faire un tel investissement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le cours de nos actions ordinaires.

L'abaissement de nos notes pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Les agences de notation nous évaluent régulièrement et basent leur notation de notre dette à long et à court terme sur différents facteurs. Rien ne garantit qu'une ou plusieurs de nos notes et la perspective correspondante ne seront pas modifiées. Nos notes influent directement sur nos coûts d'emprunt et sur notre capacité de mobiliser des fonds. Elles peuvent revêtir de l'importance pour les fournisseurs ou les cocontractants souhaitant conclure certaines opérations avec nous. Un abaissement de nos notes pourrait nuire à notre capacité de conclure des ententes avec des fournisseurs ou des cocontractants et de conclure certaines opérations et il pourrait limiter notre accès aux marchés du crédit privés

et publics et augmenter les coûts d'emprunt rattachés à nos facilités de crédit existantes. Pour de plus amples renseignements sur les garanties données, veuillez vous reporter à la note 15(C) de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez également vous reporter à la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle.

Nos versements de dividendes en espèces ne sont pas garantis.

Le versement de dividendes n'est pas garanti et pourrait varier. Le conseil a le pouvoir d'établir le montant des dividendes à déclarer et à verser aux actionnaires et le moment de leur versement. De plus, le versement de dividendes sur des actions ordinaires est, dans tous les cas, subordonné au versement préalable des dividendes préférentiels applicables à chaque série de nos actions privilégiées de premier rang. Nous pourrions modifier notre politique en matière de dividendes à tout moment. La décision du conseil de déclarer des dividendes dépendra, notamment, des résultats d'exploitation; de la situation financière; des résultats actuels et attendus; des flux de trésorerie opérationnels; des besoins en liquidités; des occasions offertes sur le marché; de l'impôt sur le bénéficiaire; des investissements de maintien et de capital de croissance; du remboursement de la dette; des contraintes légales, réglementaires et contractuelles; des besoins en fonds de roulement; de la législation fiscale et d'autres facteurs pertinents. Nos emprunts à court et à long terme pourraient nous empêcher de verser des dividendes à tout moment où un manquement ou un cas de défaut existerait en vertu de cette dette ou si le versement du dividende devait entraîner un manquement ou un cas de défaut.

Au fil du temps, nos besoins en capitaux et autres liquidités pourraient différer considérablement de nos besoins actuels, ce qui pourrait avoir une incidence sur notre décision de verser ou non des dividendes et sur le montant de nos dividendes futurs. Si nous continuons de verser des dividendes selon les montants actuels, nous ne conserverons peut-être pas suffisamment de fonds pour financer les occasions de croissance, combler d'importants besoins de trésorerie imprévus ou financer nos activités en cas de ralentissement économique important. Le conseil, sous réserve des exigences de nos règlements administratifs et de nos autres documents de gouvernance, peut modifier ou révoquer notre politique en matière de dividendes ou en interrompre l'application à tout moment. Une baisse du cours ou de la liquidité de nos actions ordinaires pourrait survenir si le conseil devait constituer d'importantes réserves qui réduiraient le montant des dividendes trimestriels versés ou si nous devions réduire ou supprimer le versement de dividendes.

Nous dépendons des activités exercées dans nos centrales pour dégager des fonds disponibles. Le montant réel de la trésorerie disponible pour le versement de dividendes aux porteurs de nos actions ordinaires dépendra de nombreux facteurs propres à chacune de nos centrales, dont : la performance opérationnelle de nos centrales, la rentabilité, les variations de la marge brute, les fluctuations du fonds de roulement, l'importance des dépenses en immobilisations, les lois applicables, le respect des contrats et les restrictions contractuelles contenues dans les instruments régissant la dette. Toute réduction de la trésorerie disponible à des fins de distribution en provenance de nos centrales réduira les fonds disponibles en vue du versement de dividendes aux porteurs de nos actions ordinaires.

Nous exerçons nos activités dans un environnement hautement concurrentiel et pouvons ne pas être en mesure de livrer concurrence avec succès.

Nous exerçons nos activités dans un certain nombre de provinces canadiennes, ainsi qu'aux États-Unis et en Australie. Dans ces régions, nous devons faire face à la concurrence provenant de grands services publics comme de petits producteurs d'électricité indépendants, ainsi que de conglomérats de capitaux privés et internationaux. De plus, des clients potentiels pourraient employer leurs propres capitaux afin de répondre eux-mêmes à leurs besoins en électricité. Certains concurrents possèdent des ressources financières et d'autres ressources considérablement supérieures aux nôtres. Cette concurrence pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. Les technologies émergentes touchant la demande, la production, la distribution ou le stockage d'électricité pourraient également avoir une incidence importante sur nos activités et notre capacité de livrer concurrence.

Nous pourrions subir des pertes de produits des activités ordinaires ou des augmentations de nos charges ainsi que des pénalités si nous devions être incapables d'exploiter nos centrales à un niveau nous permettant de nous conformer à nos CAÉ.

La capacité de nos centrales de produire la quantité maximale d'électricité qui peut être vendue aux termes des CAÉ constitue un facteur déterminant en ce qui concerne nos produits des activités ordinaires. Aux termes de certains CAÉ, si, au cours d'une année donnée du contrat, la centrale n'est pas en mesure de produire la quantité d'électricité requise pendant la disponibilité prévue, nous pourrions devoir payer des pénalités à l'acheteur. Le paiement de telles pénalités pourrait nuire à nos produits des activités ordinaires et à notre rentabilité.

Nos produits des activités ordinaires pourraient diminuer au moment de l'expiration ou de la résiliation des CAÉ.

Nous vendons de l'électricité en vertu de CAÉ qui expirent à différents moments. De plus, ces CAÉ pourraient être résiliés dans certaines circonstances, y compris en cas de manquement de la centrale ou de son propriétaire ou son exploitant. L'expiration ou la résiliation d'un CAÉ peut entraîner l'instabilité de nos flux de trésorerie, et il est possible que le prix reçu par l'installation ou la centrale visée pour l'électricité vendue aux termes d'ententes ultérieures soit nettement moins élevé. Il se peut aussi, dans la mesure où un CAÉ est négocié après la fin des CAÉ initiaux, que le nouveau contrat ne soit plus disponible à des prix qui permettent la poursuite de l'exploitation rentable de l'installation ou de la centrale visée. Si tel était le cas, l'installation ou la centrale visée pourrait être forcée de cesser définitivement ses activités.

Les changements climatiques et autres variations météorologiques peuvent avoir une incidence sur la demande d'électricité et notre capacité de produire de l'électricité.

En raison de la nature de nos activités, notre résultat est sensible aux variations météorologiques d'une période à l'autre. Les variations du temps hivernal ont une incidence sur la demande relative aux besoins de chauffage électrique, tandis que les variations du temps estival ont une incidence sur la demande relative aux besoins de refroidissement électrique. Cette fluctuation de la demande se traduit par une volatilité du prix sur le marché au comptant. La variation des précipitations a également une incidence sur l'approvisionnement en eau, qui, à son tour, a une incidence sur nos actifs hydroélectriques. En outre, la fluctuation des conditions d'ensoleillement peut avoir une incidence sur les niveaux de production d'énergie de notre parc solaire. Les variations météorologiques pourraient se ressentir des changements climatiques et entraîner une augmentation soutenue des températures et une hausse du niveau de la mer, et ainsi influencer sur nos actifs de production. En Australie-Occidentale et dans d'autres territoires où nous exerçons nos activités, les températures pourraient occasionnellement dépasser certains seuils de tolérance pour la poursuite des activités et la sécurité, ce qui pourrait empêcher la Société de continuer de produire de l'électricité pendant ces périodes et pourrait présenter un risque pour la sécurité de son matériel et de son personnel.

De la glace peut s'accumuler sur les pales des éoliennes au cours des mois d'hiver. Cette accumulation dépend de différents facteurs, dont la température et l'humidité ambiante. L'accumulation de glace sur les pales des éoliennes peut se répercuter considérablement sur les rendements énergétiques et pourrait causer davantage de temps d'arrêt de l'éolienne. Les températures extrêmement froides peuvent aussi nuire au bon fonctionnement des éoliennes et entraîner de ce fait plus de temps d'arrêt ainsi qu'une réduction de la production.

De plus, les changements climatiques pourraient entraîner une augmentation de la variabilité de nos ressources hydrauliques et éoliennes.

Les lois et règlements des différents marchés où nous exerçons nos activités sont susceptibles de changer, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

La plupart des marchés où nous exerçons nos activités et où nous avons l'intention de les exercer sont soumis à une surveillance et à un contrôle réglementaires importants. Nous ne pouvons prédire s'il y aura d'autres changements sur le plan réglementaire, y compris la réglementation possible en matière d'environnement, notamment sur le carbone, des changements touchant la structure ou les mécanismes des marchés ou des changements touchant d'autres législations et réglementations. Les règles, la réglementation et les normes de fiabilité en vigueur actuellement dans les marchés sont souvent dynamiques et peuvent être révisées ou réinterprétées et de nouvelles lois et de nouveaux règlements peuvent être adoptés ou s'appliquer à nous ou à nos centrales et avoir ainsi un effet défavorable important sur nous.

Nous gérons ces risques systématiquement au moyen d'un programme portant sur la réglementation et la conformité visant à réduire l'incidence négative que ces risques pourraient avoir sur nous. Toutefois, nous ne pouvons pas garantir que nous serons en mesure d'adapter nos activités en temps opportun en réaction aux changements qui pourront être apportés au cadre réglementaire des marchés dans lesquels nous exerçons nos activités, et cette incapacité d'adaptation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Les autorités de réglementation peuvent également, à l'occasion, procéder à des vérifications ou à des enquêtes sur nos activités dans les marchés dans lesquels nous évoluons ou effectuons des opérations. Ces vérifications ou enquêtes pourraient se traduire par des sanctions ou des amendes susceptibles d'avoir une incidence importante sur nos activités futures, notre réputation ou notre situation financière.

Nos centrales sont également soumises à diverses exigences en matière de licences et de permis dans les territoires où elles sont exploitées. Bon nombre de ces licences et permis doivent être renouvelés à l'occasion. Si nous ne parvenons pas à obtenir ou à renouveler ces licences ou permis, ou si leurs modalités sont modifiées d'une façon qui nuit à nos activités, nous pourrions en subir un effet défavorable important.

Des changements aux règles et à la réglementation d'une commission de services publics d'une province canadienne ou d'un État américain ou de quelque autre autorité de réglementation dans les autres marchés dans lesquels nous faisons ou pourrions faire concurrence pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Des changements touchant l'opinion que des parties externes se forment au sujet de notre Société pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Le risque lié à la réputation est inhérent à nos activités, car l'opinion du grand public, des parties intéressées privées, des gouvernements et d'autres entités peut changer. Notre réputation est l'un de nos plus précieux actifs. Chaque décision d'affaires est susceptible de porter préjudice à notre réputation et tous les risques peuvent avoir une incidence sur notre réputation, ce qui pourrait alors avoir un effet négatif sur nos activités et sur nos titres. On ne peut gérer le risque lié à la réputation indépendamment des autres formes de risque. Les répercussions négatives d'une réputation ternie peuvent comprendre la perte de produits des activités ordinaires, une diminution de la clientèle et une baisse de la valeur de nos titres.

Nous dépendons de certains coentrepreneurs et de certains partenaires, notamment des partenaires stratégiques, qui peuvent avoir des intérêts ou des objectifs qui entrent en conflit avec les nôtres, et cette divergence pourrait avoir un effet défavorable sur nous.

Nous avons conclu divers types d'ententes avec des collectivités, des coentrepreneurs ou des partenaires, notamment des partenaires stratégiques, dans le cadre de l'exploitation de nos centrales et de nos actifs. Certains de ces partenaires pourraient avoir ou développer des intérêts ou des objectifs qui diffèrent des nôtres ou qui entrent en conflit avec ceux-ci. Cette divergence pourrait nuire à la capacité de la Société de concrétiser les avantages qu'elle prévoyait tirer des centrales ou des actifs visés par ces ententes ou d'augmenter la valeur de ces centrales ou de ces actifs. Dans le cadre du processus de délivrance de permis et d'approbation, nous pouvons parfois devoir aviser et consulter les divers groupes de parties prenantes, dont les propriétaires fonciers, les Premières Nations ainsi que les municipalités. Tout retard imprévu touchant ce processus pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité d'achever la construction d'une centrale ou de l'achever en temps opportun, ce qui pourrait occasionner des radiations ou une atteinte à notre réputation.

Nous sommes tributaires de l'accès aux pièces et au matériel que nous ne pouvons nous procurer qu'auprès de certains fournisseurs clés et nous pourrions être touchés de façon défavorable si nos relations avec ces derniers n'étaient pas maintenues.

Notre capacité de rivaliser et de croître dépendra de notre accès, à un coût raisonnable, à du matériel, à des pièces et à des composants qui sont concurrentiels, tant sur le plan technologique qu'économique, par rapport à ceux qui sont utilisés par nos concurrents. Bien que nous ayons conclu des contrats-cadres distincts avec divers fournisseurs, rien ne garantit que les relations avec ces fournisseurs seront maintenues. Si elles ne le sont pas, notre capacité de livrer concurrence pourrait être diminuée en raison d'un accès insuffisant à ces sources de matériel, de pièces et de composants.

Nos systèmes informatiques sont vulnérables aux virus informatiques, aux catastrophes naturelles, aux accès non autorisés, aux cyberattaques et à d'autres dérangements semblables, qui sont tous susceptibles d'avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nous dépendons de la technologie pour exercer nos activités et surveiller la production de nos centrales et utilisons principalement des ordinateurs, des téléphones filaires et mobiles, des satellites et des réseaux et infrastructures connexes pour ce faire. Ces systèmes et infrastructures pourraient être vulnérables face à des problèmes imprévus, notamment les cyberattaques, les atteintes à la sécurité, le vandalisme et le vol. Nous avons mis en place certains systèmes, procédés et pratiques et certaines sauvegardes de données conçus pour protéger nos systèmes et nos données contre toute appropriation illicite ou corruption intentionnelle ou non et pour nous protéger contre toute interruption de nos activités. Malgré ces mesures de sécurité, nos systèmes informatiques sont vulnérables aux virus informatiques, aux catastrophes naturelles, aux accès non autorisés, aux cyberattaques et à d'autres perturbations semblables.

Tout dommage ou toute défaillance ayant pour effet d'interrompre les activités pourrait nuire à nos clients. De plus, nous protégeons activement les infrastructures de nos centrales contre les dommages matériels, les atteintes à la sécurité et les interruptions de service attribuables à diverses causes. Les cyberattaques, le vol, le vandalisme et d'autres perturbations pourraient compromettre la sécurité de l'information qui est stockée dans nos systèmes et nos infrastructures de réseau et celle qui est transmise par l'intermédiaire de ceux-ci et pourraient occasionner des contretemps considérables, se solder par des passifs éventuels et dissuader des clients futurs. Bien que nous disposions

de systèmes, de politiques, de matériel, de pratiques, de sauvegardes de données, d'un plan de reprise après catastrophe et de procédures conçus pour empêcher ou détecter la défaillance, les interruptions ou les atteintes à la sécurité de nos centrales et des infrastructures connexes ou en limiter l'effet, rien ne garantit que ces mesures suffiront et que ces problèmes ne surviendront pas ou, s'ils surviennent, qu'ils seront corrigés adéquatement et en temps opportun.

Des cyberattaques peuvent causer des interruptions de nos activités et pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nous dépendons de notre technologie de l'information pour le traitement, la transmission et le stockage de l'information et des données électroniques que nous utilisons pour exploiter nos actifs en toute sécurité. Dans le contexte actuel où les menaces à la cybersécurité sont en constante évolution, toute attaque ou atteinte à la sécurité du réseau ou des systèmes informatiques peut perturber nos activités commerciales ou compromettre les données exclusives, confidentielles ou personnelles de la Société, de ses clients, de ses partenaires ou d'autres entités ou personnes avec lesquelles la Société entretient des relations d'affaires. Pour tenter de violer les contrôles de sécurité de notre réseau, les cyberpirates utilisent diverses techniques, allant de l'exploitation des vulnérabilités de notre base d'utilisateurs à l'utilisation unique ou multiple de programmes malveillants complexes. Les cyberpirates peuvent également avoir recours à une combinaison de techniques en vue de se soustraire aux mesures de protection telles que les pare-feu, les systèmes de prévention d'intrusions et les logiciels antivirus qui se trouvent dans nos systèmes et infrastructures de réseau. Si elle réussit, une cyberattaque pourrait donner lieu à l'interception, à la destruction, à l'utilisation ou à la dissémination non autorisée de nos données exclusives, confidentielles ou personnelles et pourrait perturber nos activités.

Nous prenons constamment des mesures pour protéger notre infrastructure contre d'éventuelles cyberattaques susceptibles d'endommager notre infrastructure, nos systèmes et nos données. Notre programme de cybersécurité est conforme aux pratiques exemplaires du secteur en vue de garantir le maintien d'une démarche globale en matière de sécurité. Nous avons mis en œuvre des contrôles de sécurité qui contribuent à assurer la sécurité de nos données et de nos activités commerciales, notamment : des mesures de contrôle d'accès, des systèmes de détection et de prévention des intrusions, des systèmes d'enregistrement et de surveillance des activités du réseau ainsi que des politiques et des méthodes assurant l'exploitation de l'entreprise en toute sécurité. Nous avons également élaboré un programme de sensibilisation à la sécurité destiné à informer les utilisateurs des risques liés à la cybersécurité et des responsabilités qui leur incombent afin de protéger l'entreprise.

Bien que nous disposions de systèmes, de politiques, de matériel informatique, de pratiques, de sauvegardes de données et de méthodes conçus pour empêcher les atteintes à la sécurité de notre réseau et de notre infrastructure ou pour limiter l'effet de telles atteintes, rien ne garantit que ces mesures seront suffisantes et que de telles atteintes à la sécurité ne se produiront pas, ou que, si elles se produisent, le problème sera toujours corrigé adéquatement et en temps opportun.

Nos centrales dépendent de systèmes de transport nationaux et régionaux et d'installations connexes qui appartiennent à des tiers et sont exploités par ceux-ci et ces systèmes sont assujettis à certaines contraintes tant réglementaires que physiques qui pourraient entraver l'accès aux marchés de l'électricité.

Nos centrales électriques dépendent de systèmes de transport nationaux et régionaux et d'installations connexes qui appartiennent principalement à des tiers et qui sont exploités principalement par ceux-ci pour la livraison de l'électricité que nous produisons à des points de livraison où s'opère un changement de propriété et où nous sommes payés. Ces réseaux sont assujettis à des contraintes réglementaires et physiques qui, dans certains cas, pourraient entraver l'accès aux marchés de l'électricité. En cas d'urgence, il est possible que nos centrales électriques soient déconnectées physiquement du réseau, ou que leur production soit réduite, pendant un certain temps. Selon la plupart de nos contrats de vente d'électricité, aucun paiement n'est fait si l'électricité n'est pas livrée.

Nos centrales électriques peuvent également être touchées par des modifications apportées à la réglementation régissant le coût et les modalités d'utilisation des systèmes de transport et de distribution auxquels elles sont raccordées. Nos centrales électriques pourraient ne pas être en mesure d'obtenir à l'avenir l'accès à ces réseaux d'interconnexion ou de transport ou de l'obtenir à des prix raisonnables ou dans un délai opportun, ce qui pourrait entraîner des retards ou des coûts additionnels occasionnés par les démarches devant alors être entreprises pour négocier ou renégocier les CAÉ ou pour construire de nouveaux projets. De plus, nous pourrions ne plus profiter d'arrangements avantageux à l'avenir. Une telle hausse des coûts et des retards semblables pourraient repousser les dates de mise en production commerciale de nos nouveaux projets et avoir une incidence défavorable sur nos produits des activités ordinaires et notre situation financière.

L'échec de la clôture de la deuxième tranche de l'opération relative à Brookfield ou l'éventualité que Mangrove obtienne gain de cause dans le cadre de son action visant à faire annuler cette opération pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Si Mangrove obtient gain de cause dans le cadre de son action contre la Société visant à faire annuler l'opération relative à Brookfield et/ou si la clôture de la deuxième tranche de 400 M\$ de l'investissement de Brookfield n'a pas lieu, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société, notamment sur sa capacité à continuer à rembourser du capital au moyen de rachats d'actions, à respecter certaines obligations financières, à faire progresser sa stratégie de conversion du charbon au gaz, à profiter d'autres occasions de croissance et à mettre en œuvre des plans stratégiques. La Société devrait vraisemblablement mobiliser de nouvelles liquidités ou augmenter son fonds de roulement au moyen d'un placement public ou privé de titres d'emprunt ou de titres de capitaux propres, de la vente d'actifs, d'un financement par des coentrepreneurs ou des partenaires stratégiques, d'un financement par emprunt ou de prêts à court terme, et les modalités de ces opérations pourraient être très coûteuses et constituer un fardeau démesuré pour la Société par rapport aux modalités de l'investissement de Brookfield et désavantageuses pour nos actionnaires existants. Rien ne garantit que la Société réussira à obtenir des sources de capitaux de rechange.

Les risques liés aux activités de négociation peuvent avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nos activités de négociation et de commercialisation comportent souvent la prise de positions de négociation sur les marchés énergétiques de gros tant à moyen terme qu'à court terme fondées sur des actifs et pour compte propre. Dans la mesure où nous détenons des positions acheteurs sur les marchés énergétiques, un repli du marché entraînera des pertes découlant de la baisse de la valeur de ces positions acheteurs. En revanche, dans la mesure où nous concluons des contrats de vente à terme pour la livraison d'énergie dont nous ne sommes pas propriétaires, ou prenons des positions vendeurs sur les marchés énergétiques, un redressement du marché nous exposera à des pertes si nous tentons de couvrir des positions vendeurs en faisant l'acquisition d'énergie dans un marché haussier.

De plus, nous pouvons occasionnellement avoir une stratégie de négociation consistant en la détention simultanée d'une position vendeur et d'une position acheteur, en espérant tirer un bénéfice des variations de la valeur relative des deux positions. Si, toutefois, la valeur relative des variations des deux positions évolue dans un sens ou d'une manière que nous n'avions pas prévu, nous subissons des pertes découlant d'une telle position jumelée.

Si la stratégie que nous utilisons pour nous protéger contre ces différents risques est inefficace, nous pourrions subir d'importantes pertes. Nos positions de négociation peuvent être influencées par la volatilité des marchés énergétiques qui, à leur tour, sont tributaires de différents facteurs impossibles à prévoir avec certitude, notamment les conditions météorologiques dans diverses régions géographiques et le déséquilibre entre l'offre et la demande à court terme. Un changement dans les marchés énergétiques pourrait nuire à nos positions, ce qui pourrait également avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nous utilisons différents contrôles pour la gestion des risques, lesquels sont réalisés par notre groupe de gestion du risque indépendant, afin de limiter notre exposition aux risques découlant de nos activités de négociation. Ces contrôles comprennent les limites imposées au capital de risque, la VaR, la MBaR, les scénarios de risque extrême, les limites de position, les limites de concentration, les limites de crédit et les contrôles des produits approuvés. Nous ne pouvons garantir que nous ne subissons pas de pertes et ces pertes pourraient ne pas s'inscrire dans les paramètres de nos mesures de contrôle du risque.

En raison de nos activités multinationales, nous sommes exposés au risque de change et au risque réglementaire et politique.

Nos investissements et nos activités dans des pays étrangers, les flux de trésorerie que nous tirons de ces activités, l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers et notre dette libellée en dollars américains nous exposent à diverses devises, surtout les dollars américain et australien. Les variations de la valeur de ces devises par rapport au dollar canadien pourraient faire baisser nos flux de trésorerie d'exploitation ou la valeur de nos investissements étrangers. Bien que nous nous efforcions de gérer ce risque en ayant recours à des instruments de couverture, y compris des swaps de devises et des contrats de change à terme, et à l'appariement des produits et des dépenses par devise au niveau du siège social, rien ne garantit que ces efforts en matière de gestion du risque seront efficaces et les variations du change pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

En plus du risque de change, nos activités étrangères peuvent être soumises au risque réglementaire et politique. Une modification de la réglementation régissant la production d'électricité ou un changement du climat politique dans les pays où nous exerçons nos activités pourrait entraîner des coûts supplémentaires et avoir un effet défavorable important sur nous.

Les risques liés aux projets de développement et de croissance et aux acquisitions de TransAlta pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Les projets de développement et de croissance et les acquisitions que nous entreprenons pourraient comporter des risques liés à l'exécution et au coût en capital, notamment les risques liés à l'obtention des approbations réglementaires, à l'opposition de tiers, à la hausse des coûts, aux retards de construction, aux pénuries de matières premières ou de main-d'œuvre qualifiée et aux restrictions visant le capital. La matérialisation de ces risques pourrait avoir un effet défavorable important sur nous et sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

L'expansion de nos activités au moyen de projets de développement et d'acquisitions pourrait se traduire par un surcroît d'exigences envers notre direction, nos systèmes d'exploitation, nos contrôles internes et nos ressources financières et matérielles. En outre, le processus d'intégration des entreprises acquises ou des projets de développement pourrait comporter des difficultés imprévues. Si nous ne parvenons pas à gérer ou à intégrer efficacement les entreprises acquises ou les projets de développement, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur nous et sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. De plus, nous ne pouvons garantir que nous réussirons l'intégration d'une acquisition ni que les possibilités commerciales ou les synergies opérationnelles d'une acquisition seront réalisées comme prévu.

Nous pourrions chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés qui sont assujettis à la réglementation de divers gouvernements et autorités de réglementation étrangers et à l'application de lois étrangères. Ces lois ou règlements étrangers pourraient ne pas conférer le même type de certitude juridique et de droits, relativement aux liens contractuels de la Société dans ces pays, que ceux accordés à ses projets actuellement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société de tirer des revenus ou de faire valoir ses droits en lien avec les activités qu'elle exerce à l'étranger. De plus, les lois et les règlements de certains pays pourraient limiter la capacité de la Société de détenir une participation majoritaire dans certains des projets que la Société pourrait acquérir, restreignant ainsi sa capacité de contrôler l'exploitation de ces projets. Toute exploitation, nouvelle ou existante, peut aussi être assujettie à des risques considérables de nature politique, économique et financière, qui varient selon le pays et qui comprennent : a) les changements touchant les politiques ou le personnel des gouvernements; b) les changements touchant la conjoncture économique générale; c) les restrictions visant le transfert ou la conversion des devises; d) les changements dans les relations de travail; e) l'instabilité politique et l'agitation civile; f) les changements réglementaires ou autres touchant le marché local de l'électricité; et g) la violation ou la répudiation d'importants engagements contractuels par des entités gouvernementales ainsi que l'expropriation et la confiscation des actifs et des centrales pour moins que la juste valeur marchande de ceux-ci.

En ce qui a trait aux acquisitions, nous ne pouvons garantir que nous serons en mesure de trouver des opérations convenables ni que nous disposerons de ressources suffisantes, notamment au moyen de nos facilités de crédit ou sur les marchés financiers, pour poursuivre et mener à terme, en temps opportun et à un coût raisonnable, les occasions d'acquisition repérées. Toute acquisition que nous nous proposons de faire ou que nous réalisons comporte les risques commerciaux usuels liés à l'éventualité que l'opération ne puisse être réalisée aux conditions négociées ou dans les délais prévus ou qu'elle ne puisse pas être réalisée du tout. Toute acquisition comporte inévitablement, à un certain degré, le risque que d'éventuelles responsabilités ne nous soient pas divulguées ou qu'elles nous soient inconnues. L'existence de telles responsabilités non divulguées pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Nous pourrions éprouver de la difficulté à réunir les capitaux dont nous aurons besoin à l'avenir, ce qui pourrait nuire considérablement à nos activités.

Dans la mesure où nos sources de capitaux et nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ne suffisent pas à financer nos activités, nous pouvons avoir besoin de réunir des capitaux supplémentaires. Nous pourrions ne pas être en mesure d'obtenir du financement supplémentaire au moment où nous en aurons besoin et, si ce financement est disponible, il pourrait ne pas l'être à des conditions qui nous sont favorables.

La récupération des investissements dans nos projets de production d'énergie se fait habituellement sur une longue période. Par conséquent, nous devons recueillir des fonds au moyen de financements par titres de capitaux propres ou par emprunt, y compris des opérations portant sur les avantages fiscaux, ou de subventions gouvernementales pour nous aider à financer l'acquisition de projets et à régler les frais généraux et administratifs liés à l'exercice de nos activités. Notre capacité de recueillir du financement, que ce soit à l'échelle de l'entreprise ou pour une filiale (y compris pour la dette liée à un projet sans recours), de même que le coût de ces immobilisations dépendent de nombreux facteurs, dont les suivants : a) la conjoncture économique et celle des marchés financiers en général; b) la capacité d'obtenir du crédit auprès de banques et d'autres institutions financières; c) la confiance des investisseurs dans notre entreprise et dans les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités; d) notre rendement financier; e) notre niveau d'endettement et le respect des clauses restrictives de nos conventions de prêt; et f) nos flux de trésorerie.

L'augmentation des taux d'intérêt ou la réduction du financement de projets par emprunt pourraient réduire le nombre de projets que nous serons en mesure de financer. Si nous n'étions pas en mesure d'obtenir des fonds supplémentaires lorsque nous en aurons besoin, nous pourrions être tenus de reporter l'acquisition et la construction de projets de croissance (y compris les conversions du charbon au gaz naturel), de réduire la portée des projets, d'abandonner ou de vendre une partie ou la totalité de nos projets ou centrales ou encore de contrevenir à nos engagements contractuels à l'avenir, ce qui pourrait dans chaque cas avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats opérationnels.

Les titres de créance de TransAlta Corporation seront structurellement subordonnés à la dette de nos filiales qui est en cours ou qui pourrait être contractée à l'avenir.

Nous exerçons nos activités et détenons la majorité de nos actifs par l'entremise de nos filiales, y compris des sociétés de personnes. Nos résultats d'exploitation et notre capacité d'assurer le service de la dette sont tributaires des résultats d'exploitation de nos filiales, y compris TransAlta Renewables, et des fonds que celles-ci versent à TransAlta, notamment sous forme de prêts ou de dividendes. Nos filiales n'auront pas l'obligation de payer les sommes dues à l'égard des titres d'emprunt que TransAlta a émis ni de mettre quelque somme que ce soit à la disposition de TransAlta en vue du paiement de ceux-ci, que ce soit en lui versant des dividendes ou des intérêts ou en lui consentant des prêts, des avances ou d'autres paiements. De plus, le versement de dividendes et l'octroi de prêts, d'avances et d'autres paiements à notre endroit par nos filiales peuvent être assujettis à des restrictions juridiques ou contractuelles.

En cas de liquidation d'une filiale, les actifs de cette dernière serviraient d'abord à rembourser sa dette, y compris les comptes fournisseurs ou les obligations aux termes de cautionnements, avant de servir à acquitter la dette de TransAlta, y compris les titres de créance que TransAlta a émis. Ces dettes et les autres dettes futures de ces filiales seraient structurellement de rang supérieur aux titres d'emprunt émis par TransAlta.

Nos filiales ont financé certains investissements en faisant appel à du financement de projet sans recours. Chaque financement de projet sans recours est structuré pour être remboursé au moyen des flux de trésorerie que procure l'investissement. En cas de défaut non corrigé aux termes d'une convention de financement, les prêteurs auraient généralement des droits sur les actifs en cause. En cas de forclusion après un défaut, notre filiale pourrait perdre ses droits sur l'actif ou pourrait n'avoir droit à aucune partie des liquidités que l'actif peut produire. Quoiqu'un défaut à l'égard d'un financement de projet n'entraîne pas un défaut relativement aux titres d'emprunt que TransAlta a émis, il pourrait avoir un effet défavorable sur notre capacité d'assurer le service de notre dette en cours.

Des changements touchant les restrictions légales ou contractuelles pourraient avoir un effet défavorable sur notre capacité d'assurer le service de notre dette.

Nous exerçons une partie importante de nos activités par l'entremise de filiales et de sociétés de personnes. Notre capacité de remplir nos obligations à l'égard de notre dette et d'en assurer le service dépend des résultats d'exploitation de nos filiales, y compris TransAlta Renewables, et des fonds que celles-ci nous versent, notamment sous forme de distributions, de prêts ou de dividendes. De plus, nos filiales pourraient être assujetties à des restrictions légales ou contractuelles qui limitent leur capacité de nous distribuer des fonds.

Le secteur de la production d'électricité comporte certains risques inhérents liés à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement qui pourraient nous occasionner des dépenses imprévues ou des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences importantes pour notre entreprise et nos activités.

La propriété et l'exploitation de nos actifs de production d'énergie comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque que des ordonnances soient prononcées par le gouvernement pour nous obliger à remédier à des conditions dangereuses et/ou à prendre des mesures correctives relativement à la contamination de l'environnement ou à y remédier autrement, que des pénalités soient éventuellement imposées pour avoir contrevenu aux lois, aux licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et qu'une responsabilité civile éventuelle soit engagée. Nous nous attendons à ce que la conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations demeure importante pour nos activités. La survenance d'un événement de ce genre ou des modifications ou ajouts apportés aux lois, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement ou une application plus rigoureuse de ceux-ci pourrait avoir une incidence importante sur nos activités et/ou entraîner des dépenses supplémentaires importantes. Par conséquent, rien ne garantit que d'autres préoccupations concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs ayant trait à des questions actuellement connues ou inconnues

n'exigeront pas des dépenses imprévues ou n'entraîneront pas des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour notre entreprise et nos activités.

Certains des contrats auxquels nous sommes parties exigent que nous affections des biens en garantie de nos obligations.

Nous sommes exposés à des risques aux termes de certains contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel conclus aux fins de couverture et de négociation pour compte propre. Les modalités et les conditions de ces contrats exigent que nous donnions des garanties financières lorsque la juste valeur de ces contrats dépasse les limites de crédit que nous consentent nos cocontractants et lorsque le contrat nous oblige à donner les garanties financières. La juste valeur de ces contrats varie en fonction des fluctuations des prix des produits de base. Ces contrats comprennent : a) des contrats d'achat, lorsque les prix à terme des produits de base sont inférieurs aux prix convenus par contrat; et b) des contrats de vente, lorsque les prix à terme des produits de base sont supérieurs aux prix convenus par contrat. Un abaissement de notre note par certaines agences de notation pourrait entraîner une diminution des limites de crédit qui nous sont consenties par nos cocontractants et augmenter ainsi le montant de garantie que nous pourrions être appelés à fournir, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Si nos cocontractants ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations, nous pourrions en subir un effet défavorable important.

Si les acheteurs de notre électricité et de notre vapeur ou nos autres cocontractants manquent à leurs obligations, nous pourrions en subir un effet défavorable important. Bien que nous ayons mis en place des méthodes et des mesures de contrôle afin de gérer notre risque de contrepartie avant la conclusion de contrats, tous les contrats comportent, par essence, un risque de défaillance. De plus, bien que nous nous efforcions de surveiller les activités de négociation afin de nous assurer que nos cocontractants ne dépassent pas les limites de crédit, nous ne pouvons garantir qu'une partie ne manquera pas à ses obligations. Si nos cocontractants ne sont pas en mesure de respecter leurs obligations, nous pourrions subir une réduction de nos produits des activités ordinaires, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nous ne sommes pas en mesure de souscrire une assurance couvrant tous les risques et pourrions nous voir imposer des primes d'assurance plus élevées.

Nos activités sont exposées à des risques inhérents à la construction et à l'exploitation de centrales de production d'électricité tels que les pannes, les vices de fabrication, les catastrophes naturelles, les blessures, les préjudices causés à des tiers, le vol, les attentats terroristes et le sabotage. Nous sommes également exposés aux risques environnementaux. Nous souscrivons auprès d'assureurs solvables des contrats d'assurance qui nous protègent contre les risques habituels liés à nos activités. Toutefois, nos contrats d'assurance ne couvrent pas les pertes découlant de cas de force majeure, de catastrophes naturelles, d'attentats terroristes, de cyberattaques ou de sabotage, entre autres. En outre, nous ne souscrivons généralement pas d'assurance contre certains risques environnementaux, comme la contamination de l'environnement. Nos contrats d'assurance font l'objet d'un examen annuel par les assureurs respectifs et pourraient ne pas être renouvelés ou ne pas l'être selon des modalités semblables ou avantageuses. Une perte importante non assurée ou une perte grandement supérieure aux limites de nos contrats d'assurance, ou encore l'incapacité de renouveler ces contrats d'assurance selon des modalités semblables ou avantageuses pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Nos garanties d'assurance pourraient ne plus être offertes à des conditions raisonnables sur le plan commercial ou des limites de garantie suffisantes pourraient ne pas être disponibles sur le marché. De plus, le produit d'assurance que nous recevions à l'égard d'un sinistre ou de dommages donnés subis à l'une de nos centrales pourrait ne pas suffire à nous permettre de poursuivre les paiements relatifs à notre dette.

La provision pour impôts sur le revenu pourrait être insuffisante.

Nos activités sont complexes, et le calcul de la provision pour impôts sur le revenu repose sur des interprétations, des lois et des règlements de nature fiscale qui sont en constante évolution. De plus, nos déclarations de revenus pourraient faire l'objet de vérifications de la part des administrations fiscales. Même si nous estimons que nos déclarations de revenus respectent à tous égards importants la totalité des interprétations, lois et règlements de nature fiscale applicables, nous ne pouvons garantir que nous n'aurons pas avec l'administration fiscale des désaccords relativement à nos déclarations de revenus qui pourraient avoir un effet défavorable important sur notre entreprise.

La Société et ses filiales doivent composer avec les changements apportés aux lois et aux règlements fiscaux de différents pays et aux conventions intervenues entre des pays. Les diverses propositions fiscales dans les pays où nous exerçons des activités pourraient entraîner des modifications au calcul des impôts reportés ou aux impôts sur le résultat

ou autres que sur le résultat. Dernièrement, les questions relatives à l'imposition des sociétés multinationales ont retenu davantage l'attention. Une modification des lois, des conventions ou des règlements fiscaux, ou de leur interprétation, pourrait entraîner une augmentation très importante des impôts sur le résultat ou autres que sur le résultat, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous sommes exposés à des incertitudes quant au moment où nous deviendrons assujettis à l'impôt.

Des risques, des incertitudes et d'autres facteurs pourraient écourter l'horizon fiscal que nous avons prévu. Plus particulièrement, notre horizon fiscal prévu est soumis à des risques liés aux changements apportés à nos activités, à nos actifs et à notre structure d'entreprise ou à la modification des lois, des règlements et des interprétations de nature fiscale. Si nous devenions assujettis à l'impôt plus tôt que prévu, nos liquidités disponibles aux fins de distribution et notre dividende pourraient diminuer, ce qui aurait une incidence défavorable importante sur la valeur de nos actions.

Si nous ne parvenons pas à attirer et à maintenir en poste le personnel clé, nous pourrions en subir un effet défavorable important.

Le départ d'un membre de notre personnel clé ou notre incapacité de recruter, de former, de garder à notre service et de motiver des membres de la direction et d'autres membres du personnel compétents additionnels pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise. La concurrence pour ce type de personnel est vive et rien ne garantit notre succès à cet égard.

Si nous ne parvenons pas à négocier ponctuellement de façon fructueuse de nouvelles conventions collectives avec notre personnel syndiqué, nous en subirons les conséquences.

Bien que nous estimions entretenir des relations satisfaisantes avec nos employés syndiqués, rien ne garantit que nous serons en mesure de négocier ou de renégocier avec succès nos conventions collectives à des conditions que TransAlta estimera acceptables. En 2019, nous avons renégocié avec succès quatre conventions collectives visant 475 de nos employés. En 2020, nous renégocierons six conventions collectives visant 270 employés. Il est prévu qu'en 2021, une convention collective visant huit employés sera renégociée. Tout problème dans la négociation de ces conventions collectives pourrait mener à une augmentation des charges salariales ainsi qu'à un arrêt de travail ou à une grève, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

PERSONNEL

La Société doit recruter et maintenir en poste du personnel compétent pour ses exploitations. De nombreux membres de son personnel possèdent une formation et des compétences spécialisées très prisées sur le marché. Au 31 décembre 2019, nous comptons 1 543 employés actifs à temps plein, à temps partiel ou temporaires. De ce nombre, 573 employés relevaient de notre secteur Charbon au Canada (y compris notre exploitation minière de SunHills); 197, de notre secteur Charbon aux États-Unis; 198, de notre secteur Gaz; 84, de notre secteur Énergie éolienne et solaire; 81, de notre secteur Hydroélectricité; 73, de notre secteur Commercialisation de l'énergie; et les 337 autres employés, de notre secteur Siège social. Environ 45 % de nos employés sont syndiqués. Nous sommes actuellement parties à 12 conventions collectives. En 2019, nous avons renégocié quatre conventions collectives et nous nous attendons à en renégocier six en 2020.

STRUCTURE DU CAPITAL ET DES EMPRUNTS

Notre capital-actions autorisé se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, pouvant être émises en séries. Au 3 mars 2020, nous avons 277 075 741 actions ordinaires en circulation et 10 175 380 actions de série A, 1 824 620 actions de série B, 11 000 000 d'actions de série C, 9 000 000 d'actions de série E et 6 600 000 actions de série G en circulation. La Société ne compte aucun titre entiercé.

Actions ordinaires

Chaque action ordinaire de TransAlta Corporation donne à son porteur le droit d'exercer une voix par action ordinaire détenue à toutes les assemblées des actionnaires de la Société, sauf les assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une autre catégorie ou série particulière d'actions ont le droit de voter, de recevoir des dividendes, lorsque le conseil en déclare, sous réserve du versement préalable des dividendes préférentiels applicables à des actions privilégiées de premier rang, et de participer proportionnellement à toute distribution de notre actif en cas de liquidation ou de dissolution, sous réserve des droits et privilèges prioritaires se rattachant aux actions privilégiées de premier rang. Les actions ordinaires ne sont pas convertibles et ne confèrent aucun droit préférentiel de souscription. Les actions ordinaires ne confèrent aucun droit de vote cumulatif.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 27 mai 2019, la TSX a accepté notre avis de présentation d'une offre de rachat à l'égard d'une partie de nos actions ordinaires. Le conseil a autorisé le rachat d'au plus 14 000 000 d'actions ordinaires, ce qui représente environ 5 % du flottant de TransAlta. Les rachats effectués aux termes de l'offre de rachat devraient être faits au cours en vigueur au moyen d'opérations sur le marché libre à la TSX et sur toute autre plateforme de négociation canadienne. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'offre de rachat seront annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'offre de rachat a commencé le 29 mai 2019 et se termine le 28 mai 2020 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires auront été rachetées en vertu de l'offre de rachat ou à laquelle celle-ci prendra fin, au choix de la Société.

Selon les règles de la TSX, un maximum de 176 447 actions ordinaires (soit 25 % du volume d'opérations quotidien moyen de 705 788 actions ordinaires à la TSX pour la période de six mois close le 30 avril 2019) peuvent être achetées à la TSX n'importe quel jour de Bourse dans le cadre de l'offre de rachat, sous réserve de la possibilité d'effectuer une acquisition en bloc excédant le maximum quotidien par semaine civile.

Dans le cadre de l'investissement de Brookfield, la Société a indiqué qu'elle avait l'intention de rembourser jusqu'à 250 M\$ de capital aux actionnaires au moyen de rachats d'actions au cours des trois années suivant la réception de la première tranche de l'investissement (qui a eu lieu le 1^{er} mai 2019).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, la Société a acheté et annulé 7 716 300 actions ordinaires à un prix moyen de 8,80 \$ l'action, pour un coût total de 68 M\$. Voir la note 26 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 pour de plus amples détails. Voir également la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle.

Actions privilégiées de premier rang

Nous sommes autorisés à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang pouvant être émises en séries et, à l'égard de chaque série, le conseil est autorisé à fixer le nombre d'actions qui composent la série et à déterminer la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions se rattachant à ces actions, sous réserve de certaines restrictions.

Les actions privilégiées de premier rang de toutes les séries prennent rang avant toutes les autres actions de TransAlta Corporation quant au versement de dividendes et à la distribution de l'actif en cas de liquidation ou de dissolution de la Société ou de réduction du capital déclaré. Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang ont le droit de recevoir des dividendes trimestriels cumulatifs sur le prix de souscription de ces actions, lorsque le conseil en déclare, au taux que fixe le conseil au moment de l'émission des actions d'une série. Aucun dividende ne peut être déclaré ou versé sur d'autres actions de TransAlta Corporation avant que tous les dividendes cumulatifs accumulés sur toutes les actions privilégiées de premier rang en circulation n'aient été versés ou déclarés et mis de côté. En cas de liquidation ou de dissolution de la Société ou de réduction du capital déclaré, aucune somme ne sera versée et aucun actif ne sera distribué aux porteurs d'autres actions de TransAlta Corporation avant que les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'aient reçu le prix de souscription des actions, majoré d'une somme correspondant à la prime payable lors d'un rachat et d'une somme égale aux dividendes arriérés accumulés sur les actions privilégiées de premier rang à la date de cette liquidation, dissolution ou réduction du capital déclaré, selon le cas. Après le paiement de cette somme, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'auront droit à aucune autre distribution de notre actif.

Le conseil peut inclure dans les conditions se rattachant à une série particulière d'actions privilégiées de premier rang certains droits de vote prenant effet si nous n'effectuons pas six versements de dividendes trimestriels, consécutifs ou non. Ces droits de vote sont maintenus tant que des dividendes sont arriérés. Ces droits de vote consistent en une voix pour chaque tranche de 25,00 \$ du prix de souscription relativement à toutes les questions à l'égard desquelles les actionnaires votent et, en outre, en le droit pour les porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant en tant que porteurs d'actions d'une même catégorie, d'élire 2 administrateurs de TransAlta si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs, ou 3 administrateurs si le conseil se compose de 16 administrateurs ou plus. Autrement, sauf si la loi l'exige, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter ni d'être convoqués ou d'assister aux assemblées des actionnaires de la Société.

Sous réserve de conditions contraires se rattachant à une série particulière, nous pouvons racheter la totalité ou, de temps à autre, une partie des actions privilégiées de premier rang d'une série A au prix de rachat applicable à chaque série et nous avons le droit d'acquérir une partie ou la totalité des actions privilégiées de premier rang d'une ou de plusieurs séries en les achetant aux fins d'annulation sur le marché libre ou en invitant les actionnaires à déposer leurs actions à un prix ne dépassant pas le prix de rachat applicable à la série.

Actions de série A

Au total, 12,0 millions d'actions de série A ont été émises le 10 décembre 2010 avec un coupon de 4,60 % en contrepartie d'un produit brut de 300 M\$. Le 31 mars 2016, 1 824 620 actions de série A ont été converties en actions de série B. Certaines dispositions des actions de série A sont décrites ci-après.

Dividendes sur les actions de série A

Les porteurs d'actions de série A ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de TransAlta dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si une de ces dates ne tombe pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le jour ouvrable suivant.

Pour chaque période de cinq ans suivant la période à taux fixe initiale (chacune étant une « période à taux fixe ultérieure »), les porteurs des actions de série A ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 \$ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par TransAlta à la date de calcul du taux fixe (le 30^e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 2,03 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série A et aux actions de série B décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série A.

Rachat des actions de série A

Les actions de série A peuvent être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 31 mars 2016 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant pour chaque action devant être rachetée correspondant à 25,00 \$, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir).

Si nous avisons les porteurs des actions de série A du rachat de la totalité des actions de série A, le droit d'un porteur d'actions de série A de convertir ces actions de série A prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série A d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série A.

Conversion des actions de série A en actions de série B

Les porteurs d'actions de série A ont le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, série B de TransAlta (« actions de série B »), à certaines conditions, le 31 mars 2016 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série B auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle étant une « période à taux variable trimestrielle ») d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millièmme pour cent le plus près) correspondant à la somme du taux des bons du Trésor (« taux des bons du Trésor ») (qui signifie le rendement moyen exprimé sous forme de taux annuel des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours publié par la Banque du Canada pour la dernière enchère de bons du Trésor précédant la date de calcul du taux variable applicable) à la date applicable et de 2,03 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 \$ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 2,03 %.

Les actions de série A et les actions de série B sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série A et les actions de série B sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

Le 31 mars 2016, 1 824 620 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série A ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série A. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série A auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série A détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

Modification

Les dispositions relatives aux séries rattachées aux actions de série A peuvent être modifiées avec l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série A en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de ces actions dûment convoquée à cette fin et à laquelle le quorum est atteint.

Actions de série B

Au total, 1 824 620 actions de série B ont été émises le 31 mars 2016. Certaines dispositions des actions de série B sont décrites ci-après.

Dividendes sur les actions de série B

Les porteurs d'actions de série B ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de TransAlta dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si une de ces dates ne tombe pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le jour ouvrable suivant.

Pour chaque période de cinq ans suivant la conversion, les porteurs des actions de série B ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable trimestriels, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle étant une « période à taux variable trimestrielle »), d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième pour cent le plus près) correspondant à la somme du taux des bons du Trésor (« taux des bons du Trésor ») (qui signifie le rendement moyen exprimé sous forme de taux annuel des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours publié par la Banque du Canada pour la dernière enchère de bons du Trésor précédant la date de calcul du taux variable applicable) à la date applicable et de 2,03 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 \$ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 2,03 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série A décrites ci-dessus et aux actions de série B et demeurera le même pendant la durée des actions de série B.

Rachat des actions de série B

Les actions de série B peuvent être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 31 mars 2021 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant pour chaque action devant être rachetée correspondant à 25,00 \$, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir).

Si nous avisons les porteurs des actions de série B du rachat de la totalité des actions de série B, le droit d'un porteur d'actions de série B de convertir ces actions de série B prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série B d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série B.

Conversion des actions de série B en actions de série A

Les porteurs d'actions de série B ont le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux fixe et à dividende cumulatif rachetables, série A de TransAlta (« actions de série A »), à certaines conditions, le 31 mars 2021 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série A auront le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année et d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 \$ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par TransAlta à la date de calcul du taux fixe (le 30^e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 2,03 %.

Les actions de série A et les actions de série B sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série A et les actions de série B sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série B ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série B. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série B auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série B détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

Modification

Les dispositions relatives aux séries rattachées aux actions de série B peuvent être modifiées avec l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série B en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de ces actions dûment convoquée à cette fin et à laquelle le quorum est atteint.

Actions de série C

Au total, 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable rachetables et à dividende cumulatif, série C (« actions de série C ») ont été émises le 30 novembre 2011 avec un coupon de 4,60 % en contrepartie d'un produit brut de 275 M\$. Certaines dispositions des actions de série C sont décrites ci-après.

Dividendes sur les actions de série C

Les porteurs d'actions de série C ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de TransAlta dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si une de ces dates ne tombe pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le jour ouvrable suivant.

Pour chaque période de cinq ans suivant la période à taux fixe initiale (chacune étant une « période à taux fixe ultérieure »), les porteurs des actions de série C ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, versés tous les trimestres le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 \$ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par TransAlta à la date de calcul du taux fixe (le 30^e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe,

majoré d'un écart de 3,10 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série C et aux actions de série D décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série C.

Rachat des actions de série C

Les actions de série C pouvaient être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 30 juin 2017 et seront rachetables le 30 juin tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant pour chaque action devant être rachetée correspondant à 25,00 \$, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le 30 juin 2017, aucune action privilégiée de série C n'a été rachetée.

Si nous avisons les porteurs des actions de série C du rachat de la totalité des actions de série C, le droit d'un porteur d'actions de série C de convertir ces actions de série C prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série C d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série C.

Conversion des actions de série C en actions de série D

Les porteurs d'actions de série C avaient le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, série D de TransAlta (« actions de série D »), à certaines conditions, le 30 juin 2017 et auront de nouveau le droit de convertir celles-ci le 30 juin tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série D auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle est désignée « période à taux variable trimestrielle ») d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième pour cent le plus près), correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 3,10 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 \$ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 3,10 %.

Les actions de série C et les actions de série D sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série C et les actions de série D sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

Le 15 juin 2017, un total de 827 628 actions de série C ont été déposées en vue de leur conversion en actions de série D, soit moins que le million d'actions requis pour donner effet aux conversions en actions de série D. Par conséquent, aucune action de série C n'a été convertie en action de série D le 30 juin 2017.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série C ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série C. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série C auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série C détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

Modification

Les dispositions relatives aux séries rattachées aux actions de série C peuvent être modifiées avec l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série C en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de ces actions dûment convoquée à cette fin et à laquelle le quorum est atteint.

Actions de série E

Un total de 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable rachetables et à dividende cumulatif, série E (« actions de série E ») ont été émises le 10 août 2012 en contrepartie d'un produit brut de 225 M\$. Certaines dispositions des actions de série E sont décrites ci-après.

Dividendes sur les actions de série E

Les porteurs d'actions de série E ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de TransAlta dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si une de ces dates ne tombe pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le jour ouvrable suivant.

Pour chaque période de cinq ans suivant la période à taux fixe initiale (chacune étant une « période à taux fixe ultérieure »), les porteurs des actions de série E ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, versés tous les trimestres le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 \$ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par TransAlta Corporation à la date de calcul du taux fixe (le 30^e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 3,65 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série E et aux actions de série F décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série E.

Rachat des actions de série E

Les actions de série E pouvaient être rachetées par TransAlta Corporation, à son gré, en totalité ou en partie, le 30 septembre 2017 et pourront être rachetées le 30 septembre tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant de 25,00 \$ par action devant être rachetée, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le 30 septembre 2017, aucune action de série E n'a été rachetée.

Si nous avisons les porteurs des actions de série E du rachat de la totalité des actions de série E, le droit d'un porteur d'actions de série E de convertir ces actions de série E prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série E d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série E.

Conversion des actions de série E en actions de série F

Les porteurs d'actions de série E avaient le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, série F de TransAlta (« actions de série F »), à certaines conditions, le 30 septembre 2017 et auront de nouveau le droit de convertir celles-ci le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série F auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle est désignée « période à taux variable trimestrielle ») d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième pour cent le plus près), correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 3,65 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 \$ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 3,65 %.

Les actions de série E et les actions de série F sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série E et les actions de série F sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

Le 15 septembre 2017, un total de 133 969 actions de série E ont été déposées en vue de leur conversion en actions de série F, soit moins que le million d'actions requis pour donner effet aux conversions en actions de série F. Par conséquent, aucune action de série E n'a été convertie en action de série F le 30 septembre 2017.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série E ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série E. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série E auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série E détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

Modification

Les dispositions relatives aux séries rattachées aux actions de série E peuvent être modifiées avec l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série E en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de ces actions dûment convoquée à cette fin et à laquelle le quorum est atteint.

Actions de série G

Au total, 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable rachetables et à dividende cumulatif, série G (« actions de série G ») ont été émises le 15 août 2014 en contrepartie d'un produit brut de 165 M\$. Certaines dispositions des actions de série G sont décrites ci-après.

Dividendes sur les actions de série G

Les porteurs d'actions de série G ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de TransAlta dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si une de ces dates ne tombe pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le jour ouvrable suivant.

Pour chaque période de cinq ans suivant la période à taux fixe initiale (chacune étant une « période à taux fixe ultérieure »), les porteurs des actions de série G ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 \$ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par TransAlta à la date de calcul du taux fixe (le 30^e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 3,80 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série G et aux actions de série H décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série G.

Rachat des actions de série G

Les actions de série G peuvent être rachetées par TransAlta Corporation, à son gré, en totalité ou en partie, le 30 septembre 2019 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant pour chaque action devant être rachetée correspondant à 25,00 \$, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir).

Si nous avisons les porteurs des actions de série G du rachat de la totalité des actions de série G, le droit d'un porteur d'actions de série G de convertir ces actions de série G prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série G d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série G.

Conversion des actions de série G en actions de série H

Les porteurs d'actions de série G ont le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, série H de TransAlta (« actions de série H »), à certaines conditions, le 30 septembre 2019 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série H auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle étant une « période à taux variable trimestrielle ») d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième pour cent le plus près) correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 3,80 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 \$ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 3,80 %.

Les actions de série G et les actions de série H sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série G et les actions de série H sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

Le 17 septembre 2019, 140 730 actions de série G ont été déposées en vue de leur conversion en actions de série H, ce qui est inférieur au nombre de un million d'actions requis pour donner effet à la conversion en actions de série H. Par conséquent, aucune action de série G n'a été convertie en action de série H le 30 septembre 2019.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série G ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série G. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série G auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série G détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

Modification

Les dispositions relatives aux séries rattachées aux actions de série G peuvent être modifiées avec l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série G en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de ces actions dûment convoquée à cette fin et à laquelle le quorum est atteint.

Dispositions des statuts relatives aux opérations entre parties liées

Les statuts de la Société renferment des dispositions qui limitent la capacité de la Société de conclure une « opération déterminée » avec un « actionnaire important ». Une opération déterminée doit être approuvée à la majorité des voix exprimées par les porteurs d'actions comportant droit de vote de la Société et à la majorité des voix exprimées par les porteurs de ces actions comportant droit de vote compte non tenu des actionnaires importants. Un actionnaire important s'entend en général du propriétaire véritable de plus de 20 % des actions comportant droit de vote en circulation de la Société. Les statuts contiennent une définition large de la propriété véritable et, plus particulièrement, une personne est considérée comme le propriétaire véritable des actions appartenant aux personnes avec lesquelles elle a des liens et aux membres du même groupe qu'elle, au sens de ces expressions dans les statuts. Les opérations qui sont considérées comme des opérations déterminées comprennent notamment : une fusion ou un regroupement de la Société avec un actionnaire important; une aide financière de la Société à un actionnaire important; certaines ventes d'actifs ou la prestation de services par la Société à un actionnaire important ou inversement; certaines émissions de titres par la Société qui augmentent la participation avec droit de vote proportionnelle d'un actionnaire important; une

restructuration ou une refonte du capital de la Société qui augmente la participation avec droit de vote proportionnelle d'un actionnaire principal; et la création d'une catégorie ou série d'actions sans droit de vote de la Société assorties d'un droit résiduel de participer aux bénéfices de la Société et au partage de l'actif de la Société en cas de dissolution ou de liquidation.

Régime de droits des actionnaires

La Société a adopté un régime de droits des actionnaires (le « régime de droits ») aux termes d'une convention relative au régime de droits des actionnaires (la « convention relative au régime de droits ») intervenue en date du 13 octobre 1992, dans sa version modifiée et mise à jour le 26 avril 2019, entre la Société et Société de fiducie AST (Canada) (qui a remplacé Société de fiducie CST). Le régime de droits a été confirmé pour la dernière fois à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de la Société qui a eu lieu le 26 avril 2019 et expirera à la fermeture des bureaux à la date de l'assemblée annuelle des actionnaires de 2022 de la Société, sauf si les actionnaires votent en faveur de sa ratification et de sa prorogation. Société de fiducie AST (Canada) a cédé la convention relative au régime de droits à Société de fiducie Computershare du Canada avec prise d'effet le 22 novembre 2019. Pour de plus amples renseignements, il y a lieu de se reporter à la convention relative au régime de droits dans sa version modifiée et mise à jour. On peut obtenir la convention relative au régime de droits sur demande adressée au secrétaire de TransAlta Corporation, 110 – 12th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2R 0G7; téléphone: 403-267-7110; ou par courriel: corporate_secretary@transalta.com. On peut également obtenir la convention relative au régime de droits par voie électronique sur SEDAR, sous le profil de la Société, au www.sedar.com ou sur le système EDGAR de la SEC, au www.sec.gov.

Facilités de crédit

En 2019, nous avons renouvelé notre convention de crédit syndiqué nous donnant accès à une facilité de crédit consentie de 1,25 G\$. La convention est entièrement consentie pour quatre ans et expire en 2023. La facilité de crédit est assujettie à un certain nombre d'engagements et de restrictions usuels régissant le maintien de l'accès aux engagements de financement. Cette facilité de crédit a été accordée aux fins des besoins généraux de l'entreprise, y compris pour le financement des besoins constants de fonds de roulement, pour le financement des investissements en construction et des occasions de croissance et pour le remboursement des emprunts impayés.

Le 24 juillet 2017, TransAlta Renewables a conclu une convention de crédit syndiqué lui donnant accès à une facilité de crédit consentie de 500 M\$. La convention est entièrement consentie pour quatre ans et, au cours du deuxième trimestre de 2019, le montant du crédit a été modifié, passant de 500 M\$ à 700 M\$, et la durée a été prolongée jusqu'en 2023. La facilité de crédit est assujettie à un certain nombre d'engagements et de restrictions usuels régissant le maintien de l'accès aux engagements de financement. Pour de plus amples renseignements, veuillez vous reporter à la note 23 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez aussi vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Dettes à long terme

La dette à long terme de la Société se compose de débetures en circulation d'une valeur nominale de 651 M\$ qui portent intérêt à des taux fixes variant entre 5,0 % et 7,3 % et dont les dates d'échéance vont de 2020 à 2030. De plus, nous avons des billets de premier rang en circulation d'une valeur nominale de 700 M\$ US qui portent intérêt à des taux fixes variant entre 4,5 % et 6,5 % et dont les dates d'échéance vont de 2022 à 2040. Pour de plus amples renseignements, veuillez vous reporter à la note 23 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez aussi vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Titres échangeables

Le 25 mars 2019, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une convention d'investissement définitive datée du 22 mars 2019 (la « convention d'investissement ») aux termes de laquelle Brookfield s'est engagée à investir 750 M\$ dans la Société au moyen de l'achat de titres échangeables (les « titres échangeables ») qui pourront être échangés à une date future en une participation dans les titres de capitaux propres des actifs hydroélectriques albertains de TransAlta en fonction d'une valeur correspondant à un multiple du BAIIA ajusté futur des actifs hydroélectriques (l'« option d'échange »). Les titres échangeables sont émis en deux tranches, la première tranche, constituée de 350 M\$ de débetures subordonnées non garanties à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039, ayant été émise le 1^{er} mai 2019, et la seconde tranche, constituée de 400 M\$ d'une nouvelle série d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré de l'émetteur ou du porteur, devant être émise au moment d'une deuxième clôture, en octobre 2020. La convention d'investissement, ainsi que la convention d'échange et d'option (la « convention d'échange et d'option ») conclue par les

parties au moment de la clôture de la première tranche de l'investissement, accorde à Brookfield l'option d'échanger, après le 31 décembre 2024, tous les titres échangeables en circulation contre une participation maximale de 49 % dans les titres de capitaux propres des actifs hydroélectriques albertains de TransAlta. La convention d'investissement et la convention d'échange et d'option permettent également à TransAlta de racheter les titres échangeables à tout moment après le 31 décembre 2028, sous réserve de certaines modalités et conditions, si Brookfield décide de ne pas exercer son option d'échange. Voir ci-après la rubrique « - Convention d'investissement et convention d'échange et d'option ».

Convention d'investissement et convention d'échange et d'option

La description suivante de certaines dispositions de la convention d'investissement et de la convention d'échange et d'option n'est qu'un résumé, n'est pas exhaustive et est présentée sous réserve du texte intégral de la convention d'investissement et de la convention d'échange et d'option, dont on peut consulter le texte sous notre profil sur SEDAR au www.sedar.com et sous notre profil sur EDGAR au www.sec.gov.

Dans le cadre de la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de la Société sur le marché libre au cours de la période de 24 mois suivant la date du premier déboursement, soit le 1^{er} mai 2019, afin de faire passer à au moins 9 % le pourcentage total d'actions dont elle est propriétaire, sous réserve de certaines exceptions et pourvu que Brookfield ne soit pas obligée d'acheter d'actions ordinaires à un prix supérieur à 10 \$ l'action. Cette augmentation du nombre d'actions détenues fait concorder plus étroitement les intérêts de Brookfield et de TransAlta. Conformément à la convention d'investissement, la Société a inclus deux candidats désignés par Brookfield sur sa liste de candidats présentés à l'élection des administrateurs à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2019.

La convention d'investissement contient certaines dispositions de blocage qui restreignent la capacité de Brookfield ou des membres du même groupe qu'elle de transférer leurs actions ordinaires de TransAlta durant la période qui a commencé le 1^{er} mai 2019 et se termine le 31 décembre 2023 (les « clauses de blocage »). Les clauses de blocage prévoient les exceptions usuelles, y compris une exception concernant les transferts d'actions ordinaires effectués par des fonds d'investissement gérés par Brookfield ou qui sont membres du même groupe qu'elle et qui sont effectués conformément aux exigences en matière de fonds des fonds d'investissement.

La convention d'investissement prévoit que les titres échangeables constitueront un placement à long terme et qu'ils ne peuvent par conséquent être transférés que par Brookfield à l'un des membres du même groupe qu'elle. Brookfield a convenu d'être l'unique représentant de l'ensemble de ses cessionnaires autorisés pour les besoins de la convention d'investissement.

La convention d'investissement contient certains engagements de maintien du statu quo de la part de Brookfield (les « clauses de statu quo »), comportant les exceptions usuelles, qui seront en vigueur pendant trois ans à compter du 1^{er} mai 2019 (la « période de statu quo »). Entre autres choses, les clauses de statu quo interdisent à Brookfield d'acquérir une participation de plus de 19,9 % dans les actions ordinaires de la Société. Brookfield a également convenu que, pendant la période de statu quo, (i) elle votera pour chacun des candidats aux postes d'administrateur proposés par le conseil; (ii) elle votera contre tout candidat à un poste d'administrateur proposé par les actionnaires qui n'est pas approuvé par le conseil; (iii) elle votera contre toute proposition ou résolution visant la destitution d'un membre du conseil; et (iv) elle votera selon les recommandations du conseil sur toutes les autres propositions. Certaines clauses de statu quo continueront de s'appliquer après la fin de la période de statu quo tant que Brookfield aura des représentants au conseil.

Conformément aux modalités de la convention d'investissement, TransAlta a formé un comité d'exploitation des actifs hydroélectriques, composé de deux représentants de Brookfield et de deux représentants de TransAlta, qui est chargé de conseiller et de faire des recommandations relativement à l'exploitation des actifs hydroélectriques albertains et de maximiser la valeur de ces actifs. En contrepartie, la Société s'est engagée à verser à Brookfield des honoraires annuels de 1,5 M\$ pendant six ans à compter du 1^{er} mai 2019.

Convention relative aux droits d'inscription

La description suivante de certaines dispositions de la convention relative aux droits d'inscription intervenue entre Eagle Hydro II (membre du même groupe que Brookfield) et la Société le 1^{er} mai 2019 (la « convention relative aux droits d'inscription ») n'est qu'un résumé, n'est pas exhaustive et est présentée sous réserve du texte intégral de la convention relative aux droits d'inscription, dont on peut consulter le texte sous notre profil sur SEDAR au www.sedar.com.

La convention relative aux droits d'inscription prévoit que Eagle Hydro II et tout membre du même groupe que Brookfield qui devient partie à la convention relative aux droits d'inscription (individuellement, un « porteur ») peuvent, en tout temps et de temps à autre, présenter une demande écrite (une « demande d'inscription ») à la Société afin que celle-ci dépose un supplément de prospectus auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'autorités similaires

dans chacune des provinces du Canada relativement au placement de la totalité ou d'une partie des actions ordinaires alors détenues par le porteur (les « titres à inscrire »), sous réserve de certaines restrictions contenues dans la convention relative aux droits d'inscription. Sur réception d'une demande d'inscription, la Société déposera sans délai un supplément de prospectus afin de permettre l'offre et la vente ou une autre aliénation ou un autre placement au Canada de la totalité ou d'une partie des titres à inscrire détenus, directement ou indirectement, par le porteur (un « placement aux termes d'une demande d'inscription »). La Société ne sera pas tenue d'effectuer : (i) plus de trois placements aux termes d'une demande d'inscription au total pendant la durée de la convention relative aux droits d'inscription; ou (ii) un placement aux termes d'une demande d'inscription si les titres à inscrire ont une valeur marchande totale inférieure à 50 M\$.

Si, à quelque moment que ce soit, la Société projette de déposer un supplément de prospectus relativement au placement d'actions ordinaires de TransAlta auprès du public, elle donnera avis du placement proposé à chaque porteur au moins cinq jours ouvrables avant la date de dépôt prévue du supplément de prospectus (ou, dans le cas d'un « placement par voie de prise ferme » ou d'un autre placement dans le public qui ne devrait pas inclure de séance de présentation, tel autre préavis qu'il est possible de donner dans les circonstances); cet avis offrira à chaque porteur la possibilité de faire autoriser le placement du nombre de titres à inscrire que ce porteur pourra demander. La Société déploiera des efforts raisonnables sur le plan commercial afin que ce supplément de prospectus inclue ces titres à inscrire (un « placement aux termes d'une clause d'entraînement »), à moins que le ou les chefs de file ou le ou les preneurs fermes de la Société ne déterminent, agissant de bonne foi, que l'inclusion de ces titres à inscrire dans le placement aurait, à leur avis, un effet défavorable sur le placement de la Société ou sur le prix de vente des titres placés par la Société.

Les placements aux termes d'une demande d'inscription et les placements aux termes d'une clause d'entraînement sont assujettis à diverses conditions et restrictions. La Société a le droit de différer tout placement aux termes d'une demande d'inscription dans certaines circonstances, notamment au cours de toute période d'interdiction totale des opérations durant laquelle la Société publie ses résultats financiers annuels ou trimestriels.

La convention relative aux droits d'inscription contient des dispositions selon lesquelles la Société et les porteurs doivent s'indemniser les uns les autres en cas de perte ou de réclamation résultant de l'inclusion par la partie fautive d'une déclaration fautive ou trompeuse dans l'information incluse dans un prospectus et en cas de manquement aux lois sur les valeurs mobilières applicables.

Dans le cas d'un supplément de prospectus déposé à l'égard d'un placement aux termes d'une demande d'inscription ou d'un placement aux termes d'une clause d'entraînement, la Société paiera la totalité des frais et des dépenses applicables se rapportant à l'exécution ou au respect des modalités de ce placement par la Société, à la condition que si des titres à inscrire sont librement négociables au moment où la Société reçoit la demande de placement, la Société et les porteurs seront solidairement responsables de la quote-part des droits d'inscription et des dépenses des porteurs en fonction du prix d'offre total des titres librement négociables vendus par les porteurs par rapport au prix d'offre total de tous les titres vendus par la Société dans le cadre de ce placement. La Société et les porteurs seront solidairement responsables du paiement de la totalité des frais de vente (y compris les honoraires ou les commissions payables à un preneur ferme, à un spécialiste des services de banque d'investissement, à un gestionnaire ou à un mandataire et des droits de mutation attribuables à la vente des titres à inscrire) à l'égard des titres à inscrire vendus par les porteurs, et la Société paiera tous les frais de vente relatifs aux titres vendus pour le compte de la Société. La Société et les porteurs seront solidairement responsables de la totalité des frais remboursables engagés par les porteurs dans le cadre d'un placement aux termes d'une demande d'inscription ou d'un placement aux termes d'une clause d'entraînement.

Si un porteur cesse d'être membre du même groupe que la Société, il n'aura plus aucun droit ni aucune obligation aux termes de la convention relative aux droits d'inscription. La convention relative aux droits d'inscription expirera lorsque Brookfield et les membres du même groupe qu'elle seront propriétaires véritables de moins de 3 % des actions ordinaires émises et en circulation.

Notre déclaration de changement important datée du 26 mars 2019, qui peut être consultée électroniquement sur SEDAR, au www.sedar.com, et sur EDGAR, au www.sec.gov, contient des renseignements supplémentaires au sujet de l'investissement de Brookfield. On peut également consulter sur SEDAR et sur EDGAR la convention d'investissement, la débenture échangeable, la convention d'échange et d'option et la convention relative aux droits d'inscription. Les actionnaires sont priés de lire ces documents intégralement.

Dette sans recours

La Société a une dette sans recours dont le montant impayé représente une valeur nominale d'environ 1 157 M\$ et qui est constituée d'obligations et de débentures qui portent intérêt à des taux variant entre 2,95 % et 6,02 % et dont les dates d'échéance vont de 2028 à 2032. Pour de plus amples renseignements, veuillez vous reporter à la note 23 de nos

états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez aussi vous reporter à la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle.

Avantages fiscaux

Au cours du troisième trimestre de 2019, des filiales de TransAlta ont conclu des conventions définitives avec une partie externe visant un investissement planifié donnant droit à des avantages fiscaux dans les projets éoliens de Big Level et d'Antrim. En décembre 2019, alors que chacun des sites a atteint le stade de l'exploitation commerciale, TransAlta a reçu un financement d'environ 41 M\$ US et 85 M\$ US, respectivement.

En outre, la Société a pris en charge un financement de 24 M\$ US donnant droit à des avantages fiscaux dans le cadre de l'acquisition de la centrale éolienne de Lakeswind en 2015. Aux termes des IFRS, les financements donnant droit à des avantages fiscaux sont inclus dans la dette dans nos états financiers consolidés. Pour de plus amples renseignements sur les avantages fiscaux, veuillez vous reporter à la note 23 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez aussi vous reporter à la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle.

Restrictions visant la dette

Les facilités de crédit syndiqué comprennent un certain nombre d'engagements et de restrictions usuels régissant le maintien de l'accès aux engagements de financement. Les obligations sans recours sont assujetties aux conditions de financement et aux engagements usuels, qui peuvent limiter l'accès de la Société aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation des installations. Dès que certains tests en matière de distribution sont remplis, lesquels sont habituellement effectués une fois par trimestre, les flux de trésorerie peuvent être distribués par les entités filiales à leur entité mère respective. Ces conditions comprennent le respect d'un ratio de couverture des charges fixes avant la distribution.

NOTATIONS ET NOTES

La notation du crédit fournit des renseignements sur nos coûts de financement, nos liquidités et nos activités et a une incidence sur notre capacité d'obtenir du financement à court et à long terme ainsi que sur le coût de ce financement. Le maintien d'un bilan solide permet également à notre équipe commerciale de conclure des contrats relatifs à notre portefeuille avec nos cocontractants selon des modalités et à des prix qui ont une incidence favorable sur nos résultats financiers et nous procurent un meilleur accès aux marchés boursiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. Nous nous concentrons sur le renforcement de notre situation financière et de nos ratios de couverture des flux de trésorerie pour nous assurer que notre bilan demeure solide et que nous disposons de suffisamment de capitaux. La notation de notre crédit au 31 décembre 2019 s'établit comme suit :

	DBRS	Fitch	Moody's	S&P
Note d'émetteur	BBB (faible)	BB+	Sans objet	BB+
Note du groupe de sociétés	Sans objet	Sans objet	Ba1	Sans objet
Actions privilégiées	Pfd-3 (faible) ¹⁾	Sans objet	Sans objet	P-4 (élevé)
Dette non garantie/BMT	BBB (faible)	BB+	Ba1/LGD4	BB+
Perspectives des notes	Stable	Stable	Stable	Stable

Note :

1) Les actions privilégiées en circulation ont toutes la même note.

En 2019, Moody's a renouvelé notre note à titre d'émetteur de Ba1 et ramené sa perspective de positive à stable. En 2019, DBRS Limited a renouvelé la note de notre dette non garantie et de nos billets à moyen terme de BBB (faible), celle des actions privilégiées de Pfd-3 (faible) et notre note à titre d'émetteur de BBB (faible) avec une perspective stable. Standard & Poor's a abaissé la note de notre dette non garantie et notre note à titre d'émetteur à BB+ avec une perspective stable. Fitch Ratings a abaissé la note de notre dette non garantie et notre note à titre d'émetteur à BB+ avec une perspective stable. Au quatrième trimestre de 2019, nous avons décidé de ne pas renouveler notre entente de notation avec Fitch et la notation en cours de Fitch a expiré le 31 janvier 2020.

DBRS

L'analyse de la note que DBRS attribue à une société commence par l'évaluation de la solvabilité fondamentale de l'émetteur, qui est représentée par la « note d'émetteur ». La note d'émetteur décrit la solvabilité globale de l'émetteur. Contrairement à la note attribuée à un titre ou à une catégorie de titres en particulier, la note d'émetteur est fondée sur l'entité elle-même et ne tient pas compte des sûretés ou du rang. La note qui s'applique aux titres réels (garantis ou non

garantis) peut être supérieure, inférieure ou égale à la note d'émetteur pour une entité donnée. Au 31 décembre 2019, DBRS nous avait attribué la note d'émetteur BBB (faible) (perspective stable). Une note BBB est la quatrième plus élevée parmi 10 catégories.

L'échelle de notation des actions privilégiées de DBRS est employée dans le marché des valeurs mobilières canadien et vise à fournir une indication du risque qu'un émetteur ne remplisse pas intégralement ses obligations dans les délais prévus en ce qui regarde ses engagements à l'égard des dividendes et du capital. Chaque note de DBRS repose sur des considérations d'ordre quantitatif et qualitatif pertinentes pour l'entité emprunteuse. Chaque catégorie de notes est subdivisée en « haut » et « bas ». L'absence de désignation « haut » ou « bas » indique que la note se classe au milieu de la catégorie. Les actions privilégiées ayant reçu la note Pfd-3 présentent une qualité de crédit adéquate. Bien que la protection des dividendes et du capital soit considérée comme acceptable, l'entité émettrice est considérée comme plus sensible à l'évolution défavorable de la conjoncture financière ou économique, et d'autres facteurs défavorables pourraient porter atteinte à la protection de la dette. DBRS a attribué aux actions de série A, aux actions de série B, aux actions de série C, aux actions de série E et aux actions de série G une note Pfd-3 (faible) (perspective stable). La note Pfd-3 est la troisième plus élevée parmi six catégories.

L'échelle de notation du crédit à long terme de DBRS constitue une opinion sur le risque de défaut, c'est-à-dire le risque qu'un émetteur ne respecte pas ses obligations financières conformément aux modalités suivant lesquelles une obligation a été émise. Les notes se fondent sur des facteurs quantitatifs et qualitatifs concernant l'émetteur et sur le rang relatif des créances. Toutes les catégories de notation, sauf les catégories AAA et D, comprennent également des sous-catégories « (élevée) » et « (faible) ». L'absence de désignations « (élevée) » ou « (faible) » indique que la note se situe au centre de la catégorie. Les titres d'emprunt ayant reçu la note BBB présentent une qualité de crédit adéquate. La capacité de remboursement des obligations financières est jugée acceptable, mais peut être vulnérable aux événements futurs. Au 31 décembre 2019, DBRS avait attribué à notre dette à long terme non garantie de premier rang une note BBB (faible) (perspective stable). La note BBB est la quatrième plus élevée parmi 10 catégories d'obligations à long terme.

Fitch

Au 31 décembre 2019, Fitch nous avait attribué une note de défaut d'émetteur (« NDE ») à long terme et une note relative à notre dette non garantie de premier rang de BB+, avec perspective stable. Selon le système de notation de Fitch, une note BB indique une qualité de crédit spéculative. La note BB indique une vulnérabilité élevée au risque de défaut, en particulier lorsque la conjoncture commerciale ou économique présente des difficultés ou des défis au fil du temps. Toutefois, il existe une flexibilité commerciale et/ou financière qui permet de respecter les engagements financiers. Le signe + ou le signe - peut être ajouté à une note pour donner la position relative à l'intérieur de catégories principales de notation. De tels signes sont ajoutés aux notes de défaut d'émetteur à long terme allant de AA à B. La note BB est la cinquième plus élevée parmi 11 catégories.

La notation de titres ou d'obligations financières particuliers d'une société émettrice indique la vulnérabilité relative à un défaut sur une échelle ordinale. Au 31 décembre 2019, notre dette non garantie de premier rang avait reçu une note BB+. Selon le système de notation de Fitch, une note BB indique une qualité de crédit spéculative. La note BB indique une vulnérabilité élevée au risque de défaut, en particulier lorsque la conjoncture commerciale ou économique présente des difficultés ou des défis au fil du temps. Toutefois, il existe une flexibilité commerciale et/ou financière qui permet de respecter les engagements financiers. Le signe + ou le signe - peut être ajouté à une note pour donner la position relative à l'intérieur des catégories principales de notation. De tels signes sont ajoutés aux catégories de notes relatives aux obligations ou aux notes relatives aux obligations financières allant de AA à CCC. La note BB est la cinquième plus élevée parmi neuf catégories.

Moody's

La note du groupe de sociétés (« CFR », acronyme de *Corporate Family Ratings*) de Moody's est une indication à long terme de la possibilité relative d'un défaut de paiement à l'égard de la dette et des obligations assimilables à une dette d'un groupe de sociétés et de la perte financière prévue qui sera subie en cas de défaut. Une CFR est attribuée à un groupe de sociétés comme s'il n'avait qu'une seule catégorie de titres d'emprunt et une seule structure consolidée d'entité juridique. Une CFR ne se rapporte pas à une obligation ou à une catégorie de titres d'emprunt; par conséquent, elle ne reflète pas la priorité en cas de réclamation. Au 31 décembre 2019, notre note CFR attribuée par Moody's était Ba1 avec perspective stable. Les obligations ayant reçu la note Ba sont considérées comme spéculatives et sont assujetties à un risque de crédit important. Moody's ajoute les mentions numériques 1, 2 et 3 à chaque catégorie générale, allant de Aa à Caa. La mention 1 indique que le titre se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie de notes génériques, la mention 2 indique que le titre se situe au centre et la mention 3 indique que le titre est classé à l'extrémité inférieure. La note Ba est la cinquième plus élevée parmi neuf catégories.

Les notes à long terme de Moody's sont attribuées aux émetteurs ou aux obligations dont la durée initiale est de un an et plus et indiquent autant la possibilité d'un défaut de paiement d'une obligation contractuelle que la perte financière qui serait subie en cas de défaut. Au 31 décembre 2019, Moody's avait attribué à notre dette à long terme non garantie de premier rang une note Ba1/LGD4. La note Ba est la cinquième plus élevée parmi neuf catégories. Les obligations ayant reçu la note Ba sont considérées comme spéculatives et sont assujetties à un risque de crédit important.

L'évaluation de la perte en cas de défaut (« LGD », acronyme de *Loss Given Default*) constitue une opinion quant à la perte en cas de défaut prévue, exprimée en pourcentage du capital et de l'intérêt couru au moment du règlement du défaut. Une des six catégories d'évaluation LGD est attribuée à un emprunt, à une obligation et à une émission d'actions privilégiées en particulier. Le taux de LGD prévu pour l'ensemble de l'entreprise ou pour l'entreprise se rapproche généralement de la moyenne pondérée des taux de LGD prévus à l'égard des obligations de l'entreprise au moment du défaut (excluant les actions privilégiées), chaque pondération correspondant à la part prévue que représente chaque obligation par rapport au total des obligations au moment du défaut. Au 31 décembre 2019, Moody's avait évalué que notre LGD s'établissait à LGD4, ce qui représente une fourchette de perte allant de 50 % à moins de 70 %. L'évaluation LGD4 est la quatrième plus élevée parmi six catégories d'évaluation.

S&P

Une note d'émetteur attribuée par Standard & Poor's constitue une opinion prospective sur la solvabilité globale d'un débiteur. Cette opinion porte sur la capacité et la volonté du débiteur de respecter ses engagements financiers à leur échéance. Elle ne porte pas sur une obligation financière en particulier, puisqu'elle ne tient pas compte de la nature et des modalités de l'obligation, de sa situation en cas de faillite ou de liquidation, des droits de préférence prévus par la loi ni de la légalité ou du caractère exécutoire de l'obligation. Au 31 décembre 2019, Standard & Poor's nous avait attribué une note à titre d'émetteur de BB+ avec perspective stable. Cette note est la cinquième plus élevée parmi 11 catégories. Bien qu'il soit moins vulnérable que d'autres émetteurs spéculatifs, un débiteur ayant reçu une note BB est considéré comme présentant un certain degré de caractéristiques spéculatives. Lorsqu'elles sont confrontées à des incertitudes ou à des défis en raison de la conjoncture commerciale, financière ou économique, les entités ayant reçu une note BB peuvent à leur tour avoir des difficultés à respecter leurs engagements financiers. Les notes allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) indiquant la position relative au sein des principales catégories de notes.

Une note de Standard & Poor's concernant une émission constitue une opinion prospective sur la solvabilité d'un débiteur à l'égard d'une obligation financière précise, d'une catégorie précise d'obligations financières ou d'un programme financier précis (y compris les notes sur les programmes de billets à moyen terme et les programmes de papier commercial). Elle tient compte de la solvabilité des garants, des assureurs ou d'autres formes d'amélioration du crédit de l'obligation et également de la devise dans laquelle l'obligation est libellée. Cette opinion reflète le point de vue de Standard & Poor's sur la capacité et la volonté du débiteur de respecter ses engagements financiers à leur échéance et peut constituer une évaluation des modalités, notamment les sûretés et la subordination, pouvant avoir une incidence sur le versement final en cas de défaut. Cette note est la cinquième plus élevée parmi 11 catégories. Les notes allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) indiquant la position relative au sein des principales catégories de notes.

L'échelle de notation des actions privilégiées canadiennes de Standard & Poor's est employée par les émetteurs, les investisseurs et les intermédiaires sur les marchés financiers canadiens et sert à exprimer une note relative aux actions privilégiées (déterminée conformément à des critères de notation globaux) sous la forme de symboles qui sont utilisés activement sur le marché canadien depuis un certain nombre d'années. Une note de Standard & Poor's relative à des actions privilégiées constitue une opinion prospective sur la solvabilité d'un débiteur à l'égard d'une obligation précise visant une émission d'actions privilégiées sur le marché canadien en particulier, par rapport aux actions privilégiées émises par d'autres émetteurs sur ce marché. Il existe une correspondance directe entre les notes particulières de l'échelle de notation des actions privilégiées canadiennes et les divers niveaux de l'échelle globale de notation des titres d'emprunt de Standard & Poor's. Celle-ci a attribué à chacune de nos séries d'actions privilégiées une note P-4(élevé). Cette note est la quatrième plus élevée parmi huit catégories. Une note P-4(élevé) correspond à la note B+ sur l'échelle globale de notation des actions privilégiées. Il est considéré que les débiteurs ayant reçu une note BB, B, CCC et CC présentent des caractéristiques spéculatives importantes, la note BB indiquant le plus faible niveau de spéculation et la note CC, le plus élevé. Bien que ces débiteurs présentent vraisemblablement une certaine qualité et des caractéristiques de protection, celles-ci peuvent être contrebalancées par des incertitudes importantes ou une exposition considérable à une conjoncture défavorable. Un débiteur ayant reçu la note B est moins vulnérable à court terme que d'autres débiteurs ayant reçu une note plus faible. Toutefois, il est exposé à d'importantes incertitudes continues ou à une conjoncture commerciale, financière ou économique défavorable qui pourraient l'empêcher de remplir adéquatement ses engagements financiers.

Nous nous efforçons de conserver une situation financière solide et de solides ratios de couverture par les flux de trésorerie afin de soutenir nos activités. Nos facilités de crédit disponibles, nos flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et nos options de financement par emprunt nous procurent une bonne souplesse financière. C'est pourquoi nous pouvons nous montrer sélectifs lorsque vient le temps de décider de nous tourner ou non vers les marchés financiers pour obtenir du financement.

Remarque concernant les notes

Les notes sont destinées à donner aux investisseurs une évaluation indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes que DBRS, Fitch, Moody's et S&P, selon le cas, accordent à nos titres en circulation ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre ces titres. Rien ne garantit que les notes seront maintenues pendant une période donnée ni qu'une note ne sera pas révisée ou retirée par DBRS, Fitch, Moody's ou S&P dans l'avenir si, à leur avis, les circonstances le justifient.

Nous avons versé une rémunération à DBRS, à Fitch, à Moody's et à S&P pour leurs services de notation au cours des deux derniers exercices. Nous avons également versé une rémunération à DBRS pour certains autres services qu'elle a fournis à la Société au cours des deux derniers exercices.

DIVIDENDES

Actions ordinaires

Le conseil décide à sa discrétion du versement de dividendes sur nos actions ordinaires. Lorsqu'il décide de verser des dividendes et qu'il en établit le montant, le conseil tient compte à la fois de notre rendement financier, de nos résultats d'exploitation, de nos flux de trésorerie et de nos besoins, en vue du financement de nos activités en cours et de notre croissance, de même que de l'opportunité de remettre du capital aux actionnaires. Le conseil continue de s'efforcer de susciter un résultat durable et la croissance des flux de trésorerie.

TransAlta a déclaré et versé les dividendes suivants sur chacune de ses actions ordinaires en circulation au cours des trois derniers exercices :

Période	Dividende par action ordinaire
2017 Premier trimestre	0,04 \$
Deuxième trimestre	0,04 \$
Troisième trimestre	0,04 \$
Quatrième trimestre	0,04 \$
2018 Premier trimestre	0,04 \$
Deuxième trimestre	0,04 \$
Troisième trimestre	0,04 \$
Quatrième trimestre	0,04 \$
2019 Premier trimestre	0,04 \$
Deuxième trimestre	0,04 \$
Troisième trimestre	0,04 \$
Quatrième trimestre	0,04 \$

Actions privilégiées

TransAlta a déclaré et versé les dividendes par action suivants sur ses actions privilégiées en circulation au cours des trois derniers exercices :

Actions de série A

Période		Dividende par action de série A
2017	Premier trimestre	0,16931 \$
	Deuxième trimestre	0,16931 \$
	Troisième trimestre	0,16931 \$
	Quatrième trimestre	0,16931 \$
2018	Premier trimestre	0,16931 \$
	Deuxième trimestre	0,16931 \$
	Troisième trimestre	0,16931 \$
	Quatrième trimestre	0,16931 \$
2019	Premier trimestre	0,16931 \$
	Deuxième trimestre	0,16931 \$
	Troisième trimestre	0,16931 \$
	Quatrième trimestre	0,16931 \$

Actions de série B

Période		Dividende par action de série B
2017	Premier trimestre	0,15651 \$
	Deuxième trimestre	0,15645 \$
	Troisième trimestre	0,16125 \$
	Quatrième trimestre	0,17467 \$
2018	Premier trimestre	0,17889 \$
	Deuxième trimestre	0,19951 \$
	Troisième trimestre	0,20984 \$
	Quatrième trimestre	0,22301 \$
2019	Premier trimestre	0,23073 \$
	Deuxième trimestre	0,23136 \$
	Troisième trimestre	0,23422 \$
	Quatrième trimestre	0,23113 \$

Actions de série C

Période		Dividende par action de série C
2017	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,25169 \$
	Quatrième trimestre	0,25169 \$
2018	Premier trimestre	0,25169 \$
	Deuxième trimestre	0,25169 \$
	Troisième trimestre	0,25169 \$
	Quatrième trimestre	0,25169 \$
2019	Premier trimestre	0,25169 \$
	Deuxième trimestre	0,25169 \$
	Troisième trimestre	0,25169 \$
	Quatrième trimestre	0,25169 \$

Actions de série E

Période		Dividende par action de série E
2017	Premier trimestre	0,3125 \$
	Deuxième trimestre	0,3125 \$
	Troisième trimestre	0,3125 \$
	Quatrième trimestre	0,32463 \$
2018	Premier trimestre	0,32463 \$
	Deuxième trimestre	0,32463 \$
	Troisième trimestre	0,32463 \$
	Quatrième trimestre	0,32463 \$
2019	Premier trimestre	0,32463 \$
	Deuxième trimestre	0,32463 \$
	Troisième trimestre	0,32463 \$
	Quatrième trimestre	0,32463 \$

Actions de série G

Période		Dividende par action de série G
2017	Premier trimestre	0,33125 \$
	Deuxième trimestre	0,33125 \$
	Troisième trimestre	0,33125 \$
	Quatrième trimestre	0,33125 \$
2018	Premier trimestre	0,33125 \$
	Deuxième trimestre	0,33125 \$
	Troisième trimestre	0,33125 \$
	Quatrième trimestre	0,33125 \$
2019	Premier trimestre	0,33125 \$
	Deuxième trimestre	0,33125 \$
	Troisième trimestre	0,33125 \$
	Quatrième trimestre	0,31175 \$

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Actions ordinaires

Nos actions ordinaires sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole « TA » et de la Bourse de New York (« NYSE ») sous le symbole « TAC ». Le tableau ci-après indique les cours extrêmes de nos actions ordinaires et les volumes des opérations sur celles-ci selon la TSX pour les périodes indiquées :

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<u>2019</u>			
Mars	10,04	7,84	21 770 128
Avril	10,14	8,96	16 108 565
Mai	9,17	8,54	16 291 015
Juin	8,96	7,87	15 161 974
Juillet	8,57	7,89	8 593 480
Août	8,76	7,60	8 338 545
Septembre	9,01	8,39	8 572 313
Octobre	8,81	7,55	7 866 106
Novembre	9,02	7,59	10 594 762
Décembre	9,41	8,64	11 019 292
<u>2020</u>			
Janvier	9,96	8,56	12 431 669
Février	11,23	9,76	19 683 522
Mars (du 1 ^{er} au 2)	10,47	9,92	1 830 908

Actions privilégiées

Actions de série A

Nos actions de série A sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA.PR.D ».

Date d'émission	Nombre de titres ²⁾	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
10 décembre 2010 ¹⁾	12 000 000 d'actions de série A	25,00 \$	Appel public à l'épargne

Notes :

- 1) Les actions de série A ont été émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne fait au moyen d'un supplément de prospectus daté du 3 décembre 2010 se rapportant à un prospectus simplifié préalable de base daté du 19 octobre 2009.
- 2) Le 31 mars 2016, 1 824 620 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
2019			
Mars	12,76	11,10	386 215
Avril	12,81	11,80	179 457
Mai	12,85	12,15	226 551
Juin	12,55	10,08	324 902
Juillet	11,27	10,68	360 909
Août	10,89	9,52	147 914
Septembre	10,82	9,95	285 018
Octobre	10,98	10,07	209 314
Novembre	11,69	10,81	239 915
Décembre	11,90	10,80	174 938
2020			
Janvier	12,11	11,43	226 270
Février	11,91	10,20	470 997
Mars (du 1 ^{er} au 2)	10,46	10,21	8 256

Actions de série B

Nos actions de série B sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA.PR.E ».

Date d'émission	Nombre de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
31 mars 2016 ¹⁾	1 824 620 d'actions de série B	s.o.	Conversion d'actions de série A

Note :

1) Le 31 mars 2016, 1 824 620 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<u>2019</u>			
Mars	13,38	12,10	29 003
Avril	13,51	12,82	20 861
Mai	13,30	12,50	62 546
Juin	13,10	10,64	83 324
Juillet	11,71	11,11	32 500
Août	11,65	10,39	42 765
Septembre	11,66	10,31	45 590
Octobre	11,65	10,77	26 939
Novembre	12,30	11,00	57 931
Décembre	12,10	11,16	42 324
<u>2020</u>			
Janvier	13,08	11,64	12 397
Février	12,35	9,57	40 391
Mars (du 1 ^{er} au 2)	11,10	11,10	100

Actions de série C

Nos actions de série C sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA.PR.F ».

Date d'émission	Nombre de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
30 novembre 2011 ¹⁾	11 000 000 d'actions de série C	25,00 \$	Appel public à l'épargne

Note :

- 1) Les actions de série C ont été émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne fait au moyen d'un supplément de prospectus daté du 23 novembre 2011 se rapportant à un prospectus simplifié préalable de base daté du 15 novembre 2011.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<u>2019</u>			
Mars	16,44	14,15	107 828
Avril	16,24	15,42	45 787
Mai	16,00	14,72	113 260
Juin	14,87	12,26	250 279
Juillet	14,05	12,95	530 299
Août	13,21	12,40	211 361
Septembre	14,15	12,66	278 007
Octobre	14,24	13,42	569 238
Novembre	14,93	14,10	307 553
Décembre	15,11	14,00	121 892
<u>2020</u>			
Janvier	15,44	14,70	282 429
Février	15,19	13,51	105 334
Mars (du 1 ^{er} au 2)	13,70	13,35	16 500

Actions de série E

Nos actions de série E sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA.PR.H ».

Date d'émission	Nombre de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
10 août 2012 ¹⁾	9 000 000 d'actions de série E	25,00 \$	Appel public à l'épargne

Note :

1) Les actions de série E ont été émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne fait au moyen d'un supplément de prospectus daté du 3 août 2012 se rapportant à un prospectus simplifié préalable de base daté du 15 novembre 2011.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<u>2019</u>			
Mars	19,11	16,70	320 252
Avril	19,16	17,60	70 091
Mai	18,76	17,31	77 571
Juin	17,69	14,55	305 563
Juillet	16,94	16,00	328 030
Août	16,38	15,13	132 458
Septembre	16,60	15,14	553 855
Octobre	16,59	15,92	337 964
Novembre	17,30	16,41	233 758
Décembre	17,31	16,35	154 732
<u>2020</u>			
Janvier	17,74	16,96	255 685
Février	17,45	15,72	162 972
Mars (du 1 ^{er} au 2)	16,16	15,85	12 600

Actions de série G

Nos actions de série G sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA.PR.J ».

Date d'émission	Nombre de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
15 août 2014 ¹⁾	6 600 000 d'actions de série G	25,00 \$	Appel public à l'épargne

Note :

1) Nos actions de série G ont été émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne fait au moyen d'un supplément de prospectus daté du 8 août 2014 se rapportant à un prospectus simplifié préalable de base daté du 9 décembre 2013.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<u>2019</u>			
Mars	20,00	17,47	108 296
Avril	19,99	18,76	52 981
Mai	19,49	18,40	53 490
Juin	18,73	15,53	95 481
Juillet	17,35	16,15	267 796
Août	16,50	15,28	119 202
Septembre	16,85	15,25	243 134
Octobre	16,79	16,07	114 074
Novembre	17,60	16,65	141 404
Décembre	17,99	16,46	146 931
<u>2020</u>			
Janvier	18,48	17,60	106 547
Février	18,10	16,26	141 552
Mars (du 1 ^{er} au 2)	16,52	16,35	1 600

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos administrateurs au 31 décembre 2019 de même que leur poste et leurs fonctions principales au cours des cinq dernières années. L'année au cours de laquelle chaque administrateur a été nommé au conseil est également indiquée ci-après. Chaque administrateur est élu pour occuper son poste jusqu'à la prochaine assemblée annuelle de TransAlta ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
Rona H. Ambrose Alberta, Canada	2017	L'honorable Rona Ambrose est une leader d'envergure nationale qui a été chef de l'opposition officielle à la Chambre des communes et chef du Parti conservateur du Canada. À titre de membre clé du Cabinet fédéral pendant une dizaine d'années, elle a résolu des problèmes en tant que ministre dans neuf ministères du gouvernement du Canada. Elle a entre autres occupé les postes de vice-présidente du Conseil du trésor pendant plusieurs années et de présidente du comité du Cabinet sur la sécurité publique, la justice et les questions autochtones. En tant qu'ancienne ministre de l'Environnement responsable du régime réglementaire sur les gaz à effet de serre dans plusieurs secteurs industriels, elle comprend les défis auxquels le secteur des énergies fossiles fait face. M ^{me} Ambrose a été personnellement responsable de l'élaboration de plusieurs politiques fédérales liées notamment aux stratégies industrielles en matière d'achats militaires, aux innovations en matière de santé et aux améliorations apportées aux lois en matière d'agressions sexuelles. M ^{me} Ambrose est reconnue comme une ardente défenseuse des droits des femmes au Canada et dans le monde et a été à la tête du mouvement mondial ayant mené à la création de la « Journée internationale de la fille » aux Nations Unies. Elle a également été responsable de veiller à ce que les femmes autochtones au Canada obtiennent finalement des droits matrimoniaux égaux. Elle s'est battue avec succès pour la création d'un programme canadien destiné à amener en sécurité au Canada, à titre de réfugiées, des femmes et des filles Yazidi qui ont été des esclaves sexuelles de l'EI. De plus, M ^{me} Ambrose siège au conseil consultatif de l'Institut canadien des affaires mondiales. Elle est aussi administratrice de la Société Financière Manuvie, de Coril Hodings Ltd. et d'Andlauer Healthcare Group. M ^{me} Ambrose est titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université de Victoria et d'une maîtrise ès arts de l'Université de l'Alberta. Elle est également titulaire d'un diplôme du Harvard Kennedy School of Government Senior Leaders Program. M ^{me} Ambrose possède une solide expérience de leadership acquise dans un vaste éventail de postes aux échelons les plus élevés du gouvernement canadien.
John P. Dielwart Alberta, Canada	2014	M. Dielwart est président du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable du conseil. Le conseil a nouvellement nommé M. Dielwart au poste de président du conseil, nomination qui prendra effet immédiatement après l'assemblée annuelle des actionnaires de 2020, sous réserve qu'il soit réélu administrateur à cette assemblée. M. Dielwart était auparavant chef de la direction d'ARC Resources Ltd., propriétaire et exploitante d'avoirs pétroliers et gaziers dans l'Ouest canadien. Il en a supervisé la croissance depuis son démarrage en 1996 jusqu'à ce qu'elle atteigne une capitalisation totale d'environ 10 G\$ au moment de son départ à la retraite. Après avoir pris sa retraite d'ARC Resources Ltd. le 1 ^{er} janvier 2013, M. Dielwart s'est joint à nouveau à ARC Financial Corp. (« ARC Financial ») en qualité de vice-président du conseil. ARC Financial est le principal gestionnaire canadien de capital-investissement axé sur l'énergie. Il est membre des comités des investissements et de la gouvernance d'ARC Financial et la représente actuellement aux conseils de Modern Resources Ltd. et d'Aspenleaf Energy Limited. Avant de se joindre à ARC Financial en 1994, M. Dielwart a travaillé pendant 12 ans pour un grand cabinet de génie-conseil en pétrole et en gaz naturel établi à Calgary en qualité de vice-président principal et d'administrateur et y a acquis de vastes connaissances techniques des terrains pétrolières et gazéifères de l'Ouest canadien. M. Dielwart est titulaire d'un baccalauréat ès sciences avec distinction (génie civil) de l'Université de Calgary. Il est membre de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta (APEGA) et a déjà été président du conseil d'administration de l'Association canadienne des ingénieurs pétroliers (ACPP). En 2015, M. Dielwart a été admis au Calgary Business Hall of Fame et en 2018, il a reçu le prix Canadian Lifetime Achievement Award du Oil and Gas Council. M. Dielwart est membre du conseil du Calgary and Area Child Advocacy Centre, et en a déjà été coprésident. En outre, il est membre du conseil d'administration de Crescent Point Energy Corp.

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
Dawn L. Farrell Alberta, Canada	2012	M ^{me} Farrell est devenue présidente et chef de la direction de TransAlta Corporation le 2 janvier 2012. Avant sa nomination, elle a agi à titre de chef de l'exploitation de 2009 à 2011. M ^{me} Farrell compte plus de 34 ans d'expérience dans l'industrie de l'électricité, où elle a occupé des fonctions au sein de TransAlta et de BC Hydro. Elle a été vice-présidente à la direction, Activités commerciales et développement; vice-présidente à la direction, Expansion d'entreprise; vice-présidente à la direction, Projets de production indépendante d'électricité; et vice-présidente, Commercialisation des produits énergétiques et développement de la production indépendante d'électricité au sein de TransAlta Corporation. De 2003 à 2006, M ^{me} Farrell a agi à titre de vice-présidente à la direction, Production chez BC Hydro. De 2006 à 2007, elle y a été vice-présidente à la direction, Ingénierie, relations avec les peuples autochtones et production. M ^{me} Farrell siège au conseil d'administration de The Chemours Company, société de produits chimiques inscrite à la cote de la NYSE, et de l'Alberta Business Council. Elle a déjà siégé au conseil d'administration du Conference Board du Canada, du Conseil canadien des affaires, du Stampede de Calgary, du Mount Royal College, du Fording Coal Income Fund, du New Relationship Trust Fund, de la Mount Royal College Foundation et de Vision Quest Windelectric. M ^{me} Farrell est titulaire d'un baccalauréat en commerce, avec une majeure en finances, et d'une maîtrise en économie de l'Université de Calgary. Elle a aussi suivi le programme intitulé <i>Advanced Management Program</i> de l'Université Harvard.
Robert C. Flexon Texas, États-Unis	2019	Robert C. Flexon a été président et chef de la direction de Dynegy Inc. de 2011 à la date à laquelle celle-ci a été acquise par Vistra Energy Corp., soit en avril 2018. Dynegy Inc. était un producteur d'électricité indépendant exploitant des centrales électriques; l'entreprise était inscrite à la cote de la NYSE. Avant d'entrer au service de Dynegy, M. Flexon a également été chef des finances de UGI Corporation ainsi que de NRG Energy. En 2009, il a été président et chef de la direction de la filiale américaine de Foster Wheeler, puis a été chef de la direction de Foster Wheeler, société d'ingénierie, entrepreneur en construction et fournisseur d'équipement électrique d'envergure mondiale. M. Flexon a également occupé des postes de haute direction chez NRG Energy, Inc. et des postes clés en finances et en comptabilité chez Hercules, Inc. et à Atlantic Richfield Company. M. Flexon siège au conseil d'administration de Capstone Turbine Corporation et de Charah Solutions, Inc. M. Flexon est titulaire d'un baccalauréat en sciences comptables de la Villanova University. Il siège au conseil de Genesys Works-Houston, organisme qui transforme la vie d'élèves du secondaire défavorisés grâce à des expériences de travail significatives.
Alan J. Fohrer Californie, É.-U.	2013	M. Fohrer a été président du conseil et chef de la direction de la Southern California Edison Company (« SCE »), filiale d'Edison International (« Edison ») et l'une des plus grandes sociétés de services publics d'électricité des États-Unis. Il a été élu chef de la direction en 2002 et président du conseil en 2007. En 2000, M. Fohrer a été élu président et chef de la direction d'Edison Mission Energy (« EME »), filiale d'Edison qui possède et exploite des installations électriques indépendantes. Au cours de son mandat au sein d'EME, M. Fohrer a restructuré certains des projets internationaux, accroissant ainsi la valeur des actifs vendus au cours des années subséquentes. M. Fohrer a également été vice-président directeur, trésorier et chef des finances d'Edison et de la SCE de 1995 à 1999. Il a pris sa retraite en décembre 2010, après 37 ans de service au sein d'Edison. M. Fohrer siège actuellement au conseil de PNM Resources, Inc., société de portefeuille ouverte dans le secteur de l'énergie, de Blue Shield of California, fournisseur d'assurance-maladie à but non lucratif, et de Synagro, société de gestion de déchets. M. Fohrer a siégé au conseil d'administration de l'Institute of Nuclear Power Operations, de la California Chamber of Commerce, de Duratek, Inc. et d'Osmose Utilities Services, Inc. Il est aussi membre du Viterbi School of Engineering Board of Councilors de la University of Southern California et président de la California Science Centre Foundation. M. Fohrer est titulaire d'une maîtrise en génie civil de la University of Southern California ainsi que d'une maîtrise en administration des affaires de la California State University, toutes deux situées à Los Angeles.

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
L'ambassadeur Gordon D. Giffin Géorgie, É.-U.	2002	L'ambassadeur Giffin est associé principal du cabinet d'avocats Dentons (auparavant, McKenna Long & Aldridge LLP), tant à Washington, D.C. qu'à Atlanta. Il s'occupe surtout d'opérations internationales liées à la négociation, à l'énergie et à la politique publique. Il a exercé sa profession en cabinet et au service du gouvernement pendant plus de 40 ans. Il a occupé la fonction d'ambassadeur des États-Unis au Canada et a géré les relations bilatérales Canada-États-Unis, dont la politique énergétique et environnementale, d'août 1997 à avril 2001. Auparavant, il a été chef du contentieux et directeur législatif pour le sénateur américain Sam Nunn, assumant la responsabilité des activités juridiques et législatives. L'ambassadeur Giffin a été avocat dans le secteur de l'énergie à titre de conseiller pendant 30 ans, s'occupant de plusieurs causes liées à la réglementation du secteur de l'énergie devant les tribunaux administratifs et judiciaires fédéraux et étatiques et de différentes opérations, dont des fusions et des acquisitions. Pendant ses 10 ans dans la fonction publique, il a été avocat et conseiller principal au sein du Sénat américain, où il a notamment participé à d'importants projets de politique publique en énergie. Pendant ses quatre ans comme ambassadeur des États-Unis au Canada, ses responsabilités principales touchaient les questions politiques dans le contexte canado-américain, notamment en matière énergétique. Il possède une expérience considérable des questions liées aux politiques industrielles et publiques. Depuis qu'il a quitté la fonction publique, il a repris l'exercice de la profession d'avocat et continue de participer activement à des mesures d'intérêt public et aux affaires internationales grâce à son appartenance au Council on Foreign Relations et à la Commission trilatérale. L'ambassadeur Giffin est titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université Duke (Durham, Caroline du Nord) et d'un <i>juris doctor</i> de la Faculté de droit de l'Université Emory (Atlanta, Géorgie).
Harry Goldgut Ontario, Canada	2019	M. Goldgut est vice-président du conseil de Brookfield Asset Management's Renewable Group et de Brookfield Infrastructure Group et fournit des conseils stratégiques relativement à la société d'investissement à capital variable d'infrastructure de Brookfield. M. Goldgut a été chef de la direction ou cochef de la direction et président du conseil de Brookfield Renewable Power Inc. de 2000 à 2008 et, jusqu'en 2015, a été président du conseil du groupe Power and Utilities de Brookfield. De 2015 à 2018, il a occupé le poste de président du conseil membre de la direction des groupes Infrastructure et Power de Brookfield. M. Goldgut est entré au service de Brookfield en 1997 et il a dirigé l'expansion des activités de Brookfield dans le secteur de l'énergie renouvelable et des services publics. Il a été chargé au premier chef des initiatives stratégiques, des acquisitions et des relations avec les hauts responsables des autorités de réglementation, et il a chapeauté l'acquisition de la majorité des actifs d'énergie renouvelable de Brookfield. M. Goldgut a également joué un rôle dans la restructuration du secteur de l'électricité en Ontario à titre de membre de plusieurs comités gouvernementaux, notamment le Comité d'établissement des règles du marché de l'électricité, le comité consultatif du ministre de l'Énergie, le Groupe d'étude de l'Ontario sur l'énergie propre, la Table ronde de consultation de la Commission de l'énergie de l'Ontario et la table ronde sur le renouvellement du marché du chef de la direction de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE »). M. Goldgut siège également aux conseils d'administration des entités suivantes : Terraform Power, Inc., propriétaire et exploitant d'un portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable en Amérique du Nord et en Europe de l'Ouest, où il occupe le poste de président du comité des mises en candidature et de la gouvernance; Isagen S.A. ESP, troisième société de production d'énergie en importance de la Colombie; et la Princess Margaret Cancer Foundation. M. Goldgut a fréquenté l'Université de Toronto et est titulaire d'un baccalauréat en droit de la Osgoode Hall Law School de l'Université York.
Richard Legault Québec, Canada	2019	M. Legault est vice-président du conseil de Brookfield Renewable Group. Avant d'occuper ses fonctions actuelles, M. Legault a été chef de la direction de Brookfield Renewable Partners de 1999 à août 2015, période au cours de laquelle il a joué un rôle de premier plan dans le développement des activités d'énergie renouvelable de Brookfield à l'échelle mondiale, contribuant à faire de celle-ci l'un des plus importants portefeuilles négociés en bourse spécialisés en énergie renouvelable du monde. De 2015 à 2018, il a été président du conseil membre de la direction de Brookfield Renewable Group. M. Legault a occupé le poste de chef des finances de Brookfield Asset Management de 2000 à 2001. Auparavant, il a occupé plusieurs postes de direction dans les secteurs de l'exploitation, des finances et du développement d'entreprise dans le cadre des activités liées aux produits forestiers de Brookfield. Au service de Brookfield depuis plus de 31 ans, M. Legault est connu pour son rôle actif dans le développement de l'entreprise d'énergie renouvelable de Brookfield, qui est bien établie en Amérique du Nord, en Amérique du Sud et en Europe. M. Legault siège également aux conseils d'administration de Terraform Power Inc., propriétaire et exploitant d'un portefeuille d'énergie renouvelable en Amérique du Nord et en Europe de l'Ouest et de Westinghouse Corporation, l'une des plus importantes sociétés de technologie et de services nucléaires du monde, et est président du comité de gestion des risques de cette société. M. Legault est titulaire d'un baccalauréat en sciences comptables de l'Université du Québec à Hull, et il est membre des Comptables professionnels agréés du Canada (CPA, CA).

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
Yakout Mansour Californie, É.-U.	2011	M. Mansour compte plus de 40 ans d'expérience tant comme ingénieur que comme membre de la haute direction dans le secteur des services publics d'électricité au Canada, aux États-Unis et ailleurs dans le monde. Il a quitté son poste de président et chef de la direction de la California Independent System Operator Corporation (« CAISO ») en 2011, poste qu'il occupait depuis 2005. La CAISO est chargée d'exploiter et de contrôler 80 % du réseau électrique californien, de concevoir et d'exploiter le marché de l'électricité en Californie et d'effectuer des règlements totalisant plus de 8 G\$ par année. Sous la direction de M. Mansour, la structure du marché californien a été entièrement revue et la CAISO a établi le marché et la base technique pour mettre en place des normes parmi les plus rigoureuses au monde en matière de portefeuille d'énergie renouvelable. Auparavant, M. Mansour avait occupé divers postes de haute direction auprès de BC Hydro et de la British Columbia Transmission Corporation, où il était chargé de l'exploitation, de la gestion d'actifs et des affaires entre services publics du réseau d'électricité. En 2009, M. Mansour a été nommé vice-président du comité consultatif sur l'électricité du ministère de l'Énergie américain. Il a aussi siégé à divers comités de la North American Electric Reliability Corporation et de l'organisme l'ayant précédée, le CEGRE, au Conseil du transport de l'Association canadienne de l'électricité et au conseil d'administration de l'Electric Power Research Institute. Ingénieur à la retraite et Fellow de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers, M. Mansour est l'auteur ou le coauteur de nombreuses publications. Il est reconnu internationalement dans le domaine du génie énergétique et a reçu de nombreux prix importants pour son apport au secteur. M. Mansour est titulaire d'un baccalauréat en génie électrique de l'Université d'Alexandrie (Alexandrie, Égypte) ainsi que d'une maîtrise en sciences de l'Université de Calgary (Calgary, Alberta). M. Mansour apporte à la Société et au conseil des décennies d'expérience dans notre secteur, notamment des marchés concurrentiels en production, en transport et en produits énergétiques sur les marchés réglementés et déréglementés. Son expertise technique et opérationnelle fournit une importante diversité de pensées et de perspectives au conseil.
Georgia R. Nelson Illinois, É.-U.	2014	À TransAlta, M ^{me} Nelson est présidente du comité des ressources humaines du conseil. M ^{me} Nelson a été présidente et chef de la direction de PTI Resources, LLC, cabinet de services-conseils indépendant, de 2005 à 2019. M ^{me} Nelson a eu une carrière de 35 ans dans le secteur de la production d'électricité, où elle a occupé divers postes de haute direction pour Edison International et ses filiales de 1971 à 2005. Elle a été présidente de Midwest Generation Edison Mission Energy (EME), producteur indépendant d'électricité, de 1999 jusqu'à sa retraite en 2005 ainsi que directrice générale d'EME Americas de 2002 à 2005. M ^{me} Nelson a une grande expérience des activités dans le secteur de l'électricité et de l'énergie renouvelable, des négociations commerciales internationales, des questions de politique environnementale et des ressources humaines. M ^{me} Nelson est actuellement administratrice de Cummins Inc., de Ball Corporation et de Sims Metal Management Ltd. Elle a également été administratrice de la société fermée CH2MHILL Corporation jusqu'en décembre 2017. Elle a été administratrice de Nicor, Inc. M ^{me} Nelson a été membre du comité exécutif du National Coal Council de 2000 à 2015 et a été présidente de son conseil de 2006 à 2008. Elle siège au comité consultatif du Center for Executive Women de l'Université Northwestern. M ^{me} Nelson a été nommée au palmarès Directorship 100 de la National Association of Corporate Directors (« NACO ») en 2012. Elle est Fellow du conseil de la NACO. M ^{me} Nelson est titulaire d'un baccalauréat en sciences de l'Université Pepperdine et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Southern California.
Beverlee F. Park Colombie-Britannique, Canada	2015	M ^{me} Park est présidente du comité d'audit, des finances et des risques du conseil depuis le 19 avril 2018. Elle est aussi administratrice et présidente du comité d'audit de SSR Mining Inc. (inscrite à la cote de la TSX et du NASDAQ), société minière ouverte axée sur l'exploitation, le développement, l'exploration et l'acquisition de projets de métaux précieux en Amérique du Nord et en Amérique du Sud. M ^{me} Park a été membre du conseil d'administration de Teekay LNG Partners, dont elle a présidé le comité d'audit jusqu'en juin 2019. Elle a aussi été membre du conseil d'administration de l'Université de Colombie-Britannique jusqu'au 30 juin 2018, dont elle a présidé le comité des relations avec les employés, et, jusqu'en octobre 2018, membre du conseil d'administration d'InTransit BC, dont elle a présidé le comité d'audit. Auparavant, elle a été administratrice de BC Transmission Corporation, au sein de laquelle elle a également été présidente du comité d'audit et du comité d'examen des capitaux. M ^{me} Park a de l'expérience en tant que membre de la haute direction et membre du conseil d'entreprises évoluant dans divers secteurs, dont le transport de l'électricité, les produits forestiers, l'expédition, les mines, le transport et l'immobilier. M ^{me} Park a travaillé pour TimberWest Forest Corp. pendant 17 ans et y occupait le poste de chef de l'exploitation au moment de son départ à la retraite, en 2013. Au cours de cette période, elle y a également occupé les postes de chef de la direction par intérim, de présidente de la division immobilière (Couverdon Real Estate) et de vice-présidente directrice et chef des finances. M ^{me} Park est titulaire d'un baccalauréat en commerce avec distinction de l'Université McGill (à Montréal, au Québec) et d'une maîtrise en administration des affaires du programme de cadres de direction de l'Université Simon Fraser. Elle est Fellow des Chartered Professional Accountants (FCPA) et Fellow des Chartered Professional Accountants de la Colombie-Britannique.

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
Bryan D. Pinney Alberta, Canada	2018	Bryan Pinney est dirigeant de Bryan D. Pinney Professional Corporation. À l'heure actuelle, M. Pinney est administrateur principal de North American Construction Group Ltd. Il est également administrateur de Persta Resources Inc., société pétrolière et gazière cotée en bourse de Hong Kong et de Sundial Growers Inc., société inscrite au NASDAQ. M. Pinney est en outre le président sortant du conseil des gouverneurs de l'Université Mount Royal et a auparavant siégé au conseil de plusieurs organismes sans but lucratif. De plus, il est administrateur d'une société à capital fermé. M. Pinney est Fellow de l'Institut des comptables agréés, évaluateur d'entreprises agréé et diplômé de l'Ivey Business School de l'Université Western Ontario, où il a obtenu un diplôme spécialisé en administration des affaires. Il est également diplômé de l'Institut des administrateurs de sociétés du Canada. M. Pinney possède plus de 30 ans d'expérience auprès de nombreuses sociétés canadiennes parmi les plus grandes, surtout dans les secteurs de l'énergie et des ressources et de la construction. M. Pinney a été associé chez Deloitte entre 2002 et 2015. Il a été associé directeur du bureau de Calgary de 2002 à 2007, associé directeur national en audit et assurance de 2007 à 2011 et enfin, vice-président jusqu'en juin 2015. M. Pinney a été membre du conseil d'administration de Deloitte et président du comité des finances et de l'audit. Avant de se joindre à Deloitte, il était associé chez Andersen LLP, où il a agi à titre d'associé directeur du bureau de Calgary de 1991 à mai 2002.

Dirigeants

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos membres de la haute direction au 3 mars 2020, de même que leur poste et leurs fonctions principales.

Nom	Fonctions principales	Résidence
Dawn L. Farrell	Présidente et chef de la direction	Alberta, Canada
Wayne Collins	Vice-président à la direction, Production	Alberta, Canada
Dawn E. de Lima	Chef des services partagés	Alberta, Canada
Jane Fedoretz	Chef de la gestion des talents et de la transformation	Alberta, Canada
Brett M. Gellner	Chef du développement	Alberta, Canada
John H. Kousinioris	Chef de l'exploitation	Alberta, Canada
Kerry O'Reilly Wilks	Chef des services juridiques et des affaires réglementaires et externes	Alberta, Canada
Todd J. Stack	Chef des finances	Alberta, Canada

Au cours des cinq dernières années, tous les membres de la haute direction de TransAlta ont occupé les principales fonctions ou les postes qu'ils occupent actuellement, à l'exception des personnes qui suivent :

- Avant août 2019, M^{me} de Lima était chef des services commerciaux et opérationnels. Avant juillet 2018, M^{me} de Lima était chef de l'administration, avant juillet 2015, elle était chef des ressources humaines de TransAlta et, avant avril 2012, elle était chef des ressources humaines et vice-présidente à la direction, Communications de TransAlta.
- Avant août 2019, M. Gellner était chef de la stratégie et des investissements. Avant novembre 2018, M. Gellner était chef des finances par intérim et chef de la stratégie et des investissements de la Société. Avant juillet 2018, M. Gellner était chef des investissements de la Société et avant août 2013, il était chef des finances de la Société.
- Avant novembre 2018, M^{me} Fedoretz était conseillère juridique au sein du groupe de l'énergie chez Blake, Cassels & Graydon S.E.N.C.R.L./s.r.l.
- Avant août 2019, M. Kousinioris était chef de la croissance. Avant juillet 2018, M. Kousinioris était chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire de la Société. Avant octobre 2015, M. Kousinioris était chef des services juridiques et de la conformité de TransAlta. Avant décembre 2012, il était associé et cochef du groupe du droit commercial et du droit des sociétés au cabinet d'avocats Bennett Jones LLP.
- Avant août 2019, M^{me} O'Reilly Wilks était chef des services juridiques et de la conformité. Avant novembre 2018, M^{me} O'Reilly Wilks était chef des services juridiques, Atlantique Nord et R.-U., au sein de Vale S.A. (entreprise de métaux de base), une des plus grandes sociétés du monde.
- Avant mai 2019, M. Stack était directeur général et contrôleur. Avant février 2017, M Stack était directeur général et trésorier de TransAlta. Avant octobre 2015, M. Stack était vice-président et trésorier de TransAlta. Avant novembre 2012, il était trésorier de TransAlta.

- Avant août 2019, M. Collins était vice-président à la direction, Activités houillères et exploitation minière. Avant mai 2014, M. Collins était chef de l'exploitation de Stanwell Corporation Limited en Australie.

Au 3 mars 2020, les administrateurs et les membres de la haute direction de TransAlta, en tant que groupe, avaient la propriété véritable, directement ou indirectement, de moins de 1 % de nos actions ordinaires en circulation ou exerçaient directement ou indirectement une emprise sur moins de 1 % de nos actions ordinaires en circulation.

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction de TransAlta, ni aucune personne ou société qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % de nos actions ordinaires ou qui exerce une emprise sur plus de 10 % de ces actions, ni aucune personne qui a des liens avec eux ou qui est membre du même groupe qu'eux n'a ni n'a eu d'intérêt important, directement ou indirectement, dans une opération touchant TransAlta au cours des trois derniers exercices clos ou jusqu'à ce jour en 2020 ou dans une opération projetée qui a eu ou aura une incidence importante sur nous.

Dans le cadre de l'investissement de Brookfield, Brookfield a proposé les candidatures de MM. Richard Legault et Harry Goldgut, qui ont été élus au conseil le 26 avril 2019. Voir la rubrique « *Administrateurs et dirigeants* ». Brookfield a également droit à certains frais de financement, à des honoraires de gestion, à des intérêts ainsi qu'à des dividendes relativement à son investissement de 750 M\$. Voir les rubriques « *Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - Production et expansion des affaires - 2019 - Investissement stratégique de Brookfield Renewable Partners* » et « *Structure du capital et des emprunts - Convention d'investissement et convention d'échange et d'option* ».

PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Depuis le 1^{er} janvier 2019, aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucune des personnes qui ont des liens avec ces administrateurs, candidats ou membres de la haute direction n'a de dette envers TransAlta.

INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS

Interdictions d'opérations et faillites

Hormis l'exception notée ci-après, aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucun porteur contrôlant de TransAlta Corporation n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des 10 années précédant cette date, administrateur ou membre de la haute direction d'un autre émetteur qui, pendant que la personne exerçait cette fonction, selon le cas :

- a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs ;
- après la cessation des fonctions de l'administrateur ou du membre de la haute direction, a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs en raison d'un événement survenu pendant qu'il exerçait cette fonction;
- dans l'année suivant la cessation de ses fonctions, fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec ses créanciers ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens.

M. Flexon a été président et chef de la direction et administrateur de Dynegy Inc., un producteur d'électricité propriétaire et exploitant de centrales électriques aux États-Unis, de juin 2011 à avril 2018, date à laquelle celle-ci a été acquise par Vistra Energy Corp. Certaines filiales de Dynegy ont déclaré faillite en novembre 2011 aux termes du chapitre 11 du Bankruptcy Code des États-Unis. M. Flexon a également siégé au conseil d'administration de Westmoreland Coal Company, société qui a déclaré faillite le 8 octobre 2018 aux termes du chapitre 11 du Bankruptcy Code des États-Unis. M. Flexon a démissionné du conseil de Westmoreland Coal Company en date du 15 mars 2019.

Faillites personnelles

Aucun des administrateurs, des membres de la haute direction ou des porteurs contrôlants de TransAlta Corporation n'a, au cours des 10 années précédant la date des présentes, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec ses créanciers ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens.

Amendes ou sanctions

Aucun des administrateurs, membres de la haute direction ou des porteurs contrôlants de TransAlta Corporation, selon le cas :

- n'a fait l'objet d'amendes ou de sanctions imposées par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières ni n'a conclu un règlement amiable avec une autorité en valeurs mobilières, à l'exception d'amendes pour la production tardive de déclarations d'initiés ;
- n'a fait l'objet de quelque autre amende ou sanction imposée par un tribunal ou une autorité de réglementation qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement.

CONTRATS IMPORTANTS

À l'exception de ceux qui sont conclus dans le cours normal des activités, les contrats qui suivent sont, de l'avis de la Société, les contrats importants auxquels la Société ou ses filiales sont parties. Le détail de ces contrats figure ailleurs dans la présente notice annuelle :

- La convention d'investissement - Voir la rubrique « *Structure du capital et des emprunts - Convention d'investissement et convention d'échange et d'option* ».
- La convention d'échange et d'option - Voir la rubrique « *Structure du capital et des emprunts - Convention d'investissement et convention d'échange et d'option* ».
- La convention relative aux droits d'inscription - Voir la rubrique « *Structure du capital - Convention relative aux droits d'inscription* ».
- L'accord relatif à l'abandon du charbon - Voir la rubrique « *Activités de TransAlta - Secteur Charbon au Canada - Accord relatif à l'abandon du charbon* ».

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Il pourrait arriver que des membres du conseil agissent à titre d'administrateurs ou de dirigeants de sociétés dont les intérêts entrent en concurrence avec ceux de TransAlta. Rien ne saurait garantir que nous en serons informés par ces membres du conseil. Néanmoins, notre politique prévoit que chaque administrateur et chaque membre de la haute direction doivent se conformer aux obligations de communication d'information imposées par la LCSA en ce qui concerne les intérêts importants. Si un administrateur déclare un intérêt important, il ne peut voter sur la question si celle-ci fait l'objet d'un vote du conseil. De plus, l'administrateur ou le membre de la haute direction qui fait une déclaration d'intérêt important peut être prié de se retirer de la réunion ou de l'assemblée à laquelle cette question fait l'objet de délibérations.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

TransAlta est parfois désignée en tant que partie dans diverses réclamations et poursuites judiciaires dans le cours normal de ses activités. Nous examinons chacune de ces réclamations, y compris sa nature, la somme en litige ou réclamée et la disponibilité d'une couverture d'assurance. Il ne peut être certain qu'une réclamation donnée sera résolue en notre faveur ou qu'elle n'aura pas d'effet défavorable important sur TransAlta. Pour de plus amples renseignements, veuillez vous reporter à la note 35 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, lesquels états financiers sont intégrés dans les présentes par renvoi. Veuillez également vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* ».

Différends avec FMG

La Société est actuellement engagée dans deux litiges avec FMG. Le premier litige découle de la tentative de FMG de résilier le CAÉ de South Hedland au motif que les conditions préalables à l'exploitation commerciale prévues par ce CAÉ n'avaient pas été respectées. De l'avis de TransAlta, toutes les conditions prévues par le CAÉ de South Hedland pour déterminer si la centrale pouvait entrer en exploitation commerciale avaient été satisfaites. TransAlta a intenté une poursuite contre FMG pour obtenir le paiement des montants facturés et impayés aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland et demande au tribunal de déclarer que le CAÉ est valable et exécutoire. FMG, quant à elle, demande une déclaration selon laquelle le CAÉ a été légalement résilié. Le début du procès concernant cette affaire est prévu pour le 15 juin 2020.

Le deuxième différend concerne la réclamation de FMG contre TransAlta relativement au transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclame certaines sommes reliées à l'état de la centrale tandis que TransAlta réclame le remboursement de certains coûts. Aucune date n'a encore été fixée pour l'audition de l'affaire, mais l'audition n'aura probablement pas lieu avant 2021.

Mangrove

Le 23 avril 2019, Mangrove a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario désignant comme défendeurs TransAlta Corporation, les membres du conseil d'administration de TransAlta Corporation en poste à cette date et Brookfield BRP Holdings (Canada). Mangrove tente de faire annuler l'opération de 2019 relative à Brookfield. TransAlta est d'avis que la poursuite est sans fondement et prend tous les moyens pour se défendre de ces allégations. Le début du procès concernant cette affaire est prévu pour le 14 septembre 2020.

Décision relative aux pertes en ligne

La Société est partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne devant l'AUC. L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les pertes en ligne et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période allant de 2006 à 2016 et de produire une facture unique représentant le montant de la différence des pertes en ligne à débiter ou à créditer aux participants du marché. Une décision récente de l'AUC établit la méthode à utiliser rétroactivement, et il est maintenant possible pour la Société d'estimer le total de son exposition potentielle rétroactive pour sa capacité qui n'est pas visée par des CAÉ. La facture unique pour cet ajustement rétroactif devait être produite en avril 2021 et le règlement en espèces devait être effectué en juin 2021. L'estimation actuelle de l'exposition selon les données connues est de 12 M\$. L'AESO a cependant demandé récemment à l'AUC d'approuver un règlement progressif plutôt qu'au moyen d'une facture unique. Ce mode de règlement permettrait à l'AESO de produire une facture pour chaque année antérieure au fur et à mesure que les facteurs de perte en ligne sont recalculés, de sorte que des factures seraient produites dès avril 2020 en vue d'un règlement en juin 2020, soit un an plus tôt que prévu. La Société conteste cette demande.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

Services aux investisseurs Computershare inc. est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de nos actions ordinaires et de nos actions de série A, de nos actions de série B, de nos actions de série C, de nos actions de série E et de nos actions de série G. Les actions ordinaires sont transférables à Vancouver, à Calgary, à Toronto, à Montréal et à Halifax. Les actions de série A, les actions de série B, les actions de série C, les actions de série E et les actions de série G sont transférables à Calgary et à Toronto. Computershare Trust Company, à son établissement principal de Jersey City, au New Jersey, est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de nos actions ordinaires aux États-Unis.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

L'auditeur de la Société est Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables professionnels agréés, 2200, 215 – 2nd Street, S.W., Suite 2200, Calgary (Alberta) T2P 1M4.

Nos auditeurs, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., sont indépendants au sens des règles de conduite professionnelle des Comptables professionnels agréés de l'Alberta.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

De plus amples renseignements concernant TransAlta sont accessibles sur SEDAR, au www.sedar.com, et sur EDGAR, au www.sec.gov, sous le profil de TransAlta.

De plus amples renseignements, y compris la rémunération des administrateurs et des dirigeants et les prêts qui leur ont été consentis, les principaux porteurs de nos titres et les titres pouvant être émis en vertu de plans de rémunération fondés sur des titres de capitaux propres (le cas échéant), figurent dans notre circulaire de sollicitation de procurations de la direction relative à la plus récente assemblée annuelle des actionnaires qui comportait l'élection des administrateurs, circulaire qui peut être obtenue sur demande auprès de notre service des Relations avec les investisseurs ou être consultée sur SEDAR, au www.sedar.com, et sur EDGAR, au www.sec.gov.

De l'information financière supplémentaire est fournie dans nos états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2019 et pour l'exercice clos à cette date ainsi que dans le rapport de gestion annuel connexe, chacun de ces documents étant intégré par renvoi dans la présente notice annuelle. Voir la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* ».

COMITÉ D'AUDIT, DES FINANCES ET DES RISQUES

Généralités

Les membres du comité d'audit, des finances et des risques (le « CAFR ») de TransAlta respectent les exigences d'indépendance prévues par le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, l'article 303A des règles de la NYSE et la Rule 10A-3 prise en application de la loi américaine intitulée *Securities and Exchange Act of 1934*. Selon ses règles, le CAFR doit être constitué d'au moins trois administrateurs indépendants. À l'heure actuelle, le CAFR est constitué de quatre membres indépendants, soit Beverlee F. Park (présidente), Robert C. Flexon, Alan J. Fohrer et Bryan D. Pinney.

Tous les membres du comité possèdent des compétences financières aux termes des exigences canadiennes et américaines en matière de valeurs mobilières et le conseil a conclu que M^{me} Park, M. Flexon et M. Pinney agissent à titre d'« experts financiers du comité d'audit » au sens donné au terme *audit committee financial expert* à l'article 407 de la loi américaine intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (la « loi Sarbanes-Oxley »).

Mandat du comité d'audit, des finances et des risques

Le CAFR aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance quant :

- à l'intégrité des états financiers et du processus d'information financière de la Société;
- aux systèmes de contrôles financiers internes et de contrôles de la communication de l'information établis par la direction;
- au processus de détermination et d'évaluation des risques mené par la direction, y compris les programmes établis par la direction pour réagir à ces risques;
- à la fonction d'audit interne;
- à la conformité aux exigences financières, légales et réglementaires;
- aux compétences, à l'indépendance et à la performance de l'auditeur externe.

Dans le cadre de ce mandat, il revient au CAFR d'assurer des voies de communication entre lui et l'auditeur externe, l'auditeur interne et la direction de la Société.

Le CAFR exerce une fonction de surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers intermédiaires et annuels ainsi que des documents d'information connexes. La direction de la Société est également chargée de maintenir des politiques adéquates en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière ainsi que des systèmes de contrôles internes et de contrôles et procédures de communication de l'information qui assurent la conformité aux normes comptables et aux lois et aux règlements applicables et qui procurent une garantie raisonnable quant au fait que les actifs de la Société sont protégés et que les opérations sont autorisées, effectuées, enregistrées et dûment déclarées.

Bien que le CAFR soit investi des responsabilités et des pouvoirs énoncés dans les présentes, il n'entre pas dans son mandat de planifier ni d'effectuer des audits ni d'établir que les états financiers de la Société sont complets, exacts et conformes aux principes comptables généralement reconnus. Cette responsabilité relève de la direction et de l'auditeur externe.

Le CAFR doit également désigner au moins un membre à titre d'« expert financier du comité d'audit ». La désignation d'un ou de plusieurs membres en tant qu'« experts financiers du comité d'audit » est fondée sur la formation et l'expérience que ces personnes utiliseront dans l'exercice de leurs fonctions au sein du CAFR. Cette désignation n'impose pas de devoirs, d'obligations et de responsabilités supérieurs à ceux qui sont imposés aux autres membres du CAFR et du conseil qui n'ont pas reçu une telle désignation.

La direction est également responsable de la détermination et de la gestion des risques auxquels la Société est exposée ainsi que de l'élaboration et de la mise en œuvre de politiques et de procédures visant à atténuer ces risques. Le CAFR a pour rôle d'assurer une surveillance afin de veiller à ce que les actifs de la Société soient préservés et protégés dans les limites raisonnables sur le plan commercial. Le CAFR relève du conseil pour ce qui est de ses responsabilités relatives à la surveillance des risques.

Règles du comité d'audit, des finances et des risques

Les règles du CAFR figurent à l'annexe A.

Formation et expérience pertinentes des membres du comité d'audit, des finances et des risques

Le tableau ci-après résume brièvement la formation ou l'expérience de chaque membre du CAFR qui est utile aux responsabilités dont il doit s'acquitter en tant que membre du CAFR, y compris toute formation ou expérience lui ayant procuré une compréhension des principes comptables que nous utilisons pour préparer nos états financiers annuels et intermédiaires.

Nom du membre du CAFR	Formation et expérience pertinente
Robert C. Flexon	M. Flexon a été président et chef de la direction et administrateur de Dynegy Inc. Avant d'entrer au service de Dynegy, M. Flexon a également été chef des finances de UGI Corporation et de NRG Energy. Il a également occupé des postes clés en finances et en comptabilité au sein de Hercules, Inc. et d'Atlantic Richfield Company. Il est titulaire d'un baccalauréat en sciences comptables de la Villanova University.
Alan J. Fohrer	Avant de prendre sa retraite en décembre 2010, M. Fohrer était président du conseil et chef de la direction de la SCE, filiale d'Edison et l'une des plus grandes sociétés de service public d'électricité des États-Unis. Auparavant, M. Fohrer a été vice-président directeur, trésorier et chef des finances d'Edison et de la SCE. Il siège également au comité d'audit de la société ouverte PNM Resources, Inc.
Beverlee F. Park (présidente)	M ^{me} Park a de l'expérience comme membre de la haute direction dans un éventail de secteurs, dont les produits forestiers, l'expédition, les mines, le transport, l'immobilier et le transport d'électricité. M ^{me} Park a travaillé pour TimberWest Forest Corp. pendant 17 ans, son dernier poste étant celui de chef de l'exploitation. Pendant cette période, elle y a également occupé les postes de chef de la direction par intérim, de présidente de la division immobilière (Couverdon Real Estate) et de vice-présidente à la direction et chef des finances. M ^{me} Park est actuellement administratrice de SSR Mining Inc., dont elle préside le comité d'audit. Elle était auparavant administratrice de Teekay LNG Partners, d'InTransit BC et de BC Transmission Corp et présidait le comité d'audit des conseils d'administration de toutes ces sociétés. M ^{me} Park est titulaire d'un baccalauréat en commerce avec distinction de l'Université McGill (Montréal, Québec) et d'une maîtrise en administration des affaires du programme de cadres de direction de l'Université Simon Fraser. Elle est comptable agréée et Fellow de l'Institute of Chartered Accountants de la Colombie-Britannique.
Bryan D. Pinney	M. Pinney compte plus de 30 années d'expérience dans les domaines de l'audit financier, de l'évaluation et de la prestation de conseils à des sociétés des secteurs de l'énergie et des ressources naturelles. Il est administrateur indépendant de North American Construction Group Ltd. depuis 2015 et administrateur principal de celle-ci depuis le 31 octobre 2017. Il est également administrateur de Sundial Growers Inc., société inscrite au NASDAQ, où il est aussi président du comité d'audit et de gestion des risques ainsi que membre du comité des ressources humaines et de la rémunération et du comité d'exploitation. Il a été membre du conseil d'administration de Deloitte. Il est également membre du conseil des gouverneurs de l'Université Mount Royal depuis mai 2009 et en est le président depuis septembre 2014; il a auparavant siégé au conseil de plusieurs organismes sans but lucratif. M. Pinney est également administrateur indépendant non-membre de la direction de Persta Resources Inc., société pétrolière et gazière cotée en bourse de Hong Kong. Il est comptable agréé depuis décembre 1978, Fellow des Comptables professionnels agréés de l'Alberta depuis janvier 2009 et évaluateur d'entreprises agréé du Canada depuis décembre 1990. M. Pinney a obtenu un baccalauréat ès arts en administration des affaires de l'Université Western Ontario en 1975 et a réussi le programme de perfectionnement des administrateurs offert par l'Institut des administrateurs de sociétés du Canada en 2012.

Autres comités du conseil

En plus du CAFR, TransAlta possède trois autres comités permanents : le comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable, le comité des ressources humaines et le comité de la performance des investissements. Les membres de ces comités en date du 31 décembre 2019 sont les suivants :

Comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable **Comité des ressources humaines**

Président : John P. Dielwart

Rona H. Ambrose

Yakout Mansour

Georgia R. Nelson

Présidente : Georgia R. Nelson

Rona H. Ambrose

Alan J. Fohrer

Beverlee F. Park

Bryan D. Pinney

Comité de la performance des investissements

Président : Robert Flexon

John P. Dielwart

Harry Goldgut

Richard Legault

Yakout Mansour

On peut consulter les règles du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable, du comité des ressources humaines et du comité de la performance des investissements sur le site Web de TransAlta à l'adresse www.transalta.com, sous l'onglet « Governance/Board Committees ». Vous pouvez également obtenir de plus amples renseignements au sujet du conseil et de notre gouvernance sur notre site Web ou dans notre circulaire de sollicitation de procurations de la direction, qui est déposée sur SEDAR, au www.sedar.com, et sur EDGAR, au www.sec.gov.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, les honoraires facturés par le cabinet Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. et les membres du même groupe que lui ont été respectivement de 4 171 813 \$ et de 4 174 070 \$, ventilés comme suit :

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Exercice clos le 31 décembre	2019		2018	
Honoraires d'audit ¹⁾	2 475 985	\$	2 652 152	\$
Honoraires pour services liés à l'audit ¹⁾²⁾	1 356 412		1 407 163	
Honoraires pour services fiscaux	339 415		104 255	
Autres honoraires	—		10 500	
Total	4 171 813	\$	4 174 070	\$

1) Les chiffres comparatifs ont été reclassés pour les rendre conformes à la classification des honoraires des périodes considérées.

2) Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent des honoraires de 905 580 \$ (891 147 \$ en 2018) facturés à TransAlta Renewables.

Aucun autre cabinet d'audit n'a fourni de services d'audit en 2019 ou en 2018.

La nature de chaque catégorie d'honoraires est décrite ci-après :

Honoraires d'audit

Les honoraires d'audit comprennent les honoraires pour les services professionnels fournis dans le cadre de l'audit et l'examen de nos états financiers annuels ou les services fournis dans le cadre de dépôts prévus par la loi et la réglementation ainsi que la fourniture de lettres d'accord présumé liées à des documents sur les valeurs mobilières.

Honoraires pour services liés à l'audit

Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent les honoraires pour les services de certification et les services connexes qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou à l'examen de nos états financiers qui ne sont pas compris dans le poste « Honoraires d'audit ». Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent les audits de conformité comme les audits légaux et les audits des régimes de retraite. En 2019, nous avons inclus les honoraires facturés à TransAlta Renewables, filiale contrôlée par TransAlta dont les résultats sont consolidés avec ceux de TransAlta.

Honoraires pour services fiscaux

Les honoraires pour services fiscaux comprennent les honoraires pour les services d'examen des déclarations de revenus, l'aide relative aux questions portant sur les audits fiscaux et la planification fiscale.

Autres honoraires

Les autres honoraires comprennent les honoraires pour les produits et services fournis par les auditeurs de la Société, sauf les services visés aux postes « *Honoraires d'audit* », « *Honoraires pour services liés à l'audit* » et « *Honoraires pour services fiscaux* ». Ils comprennent les honoraires pour les services de formation fournis par l'auditeur.

Politiques et procédures d'approbation préalable

Le CAFR s'est penché sur la question de savoir si la prestation de services autres que d'audit était compatible avec le maintien de l'indépendance de l'auditeur. En mai 2002, le CAFR a adopté une politique qui interdit à TransAlta de retenir les services de l'auditeur pour des catégories « interdites » de services non liés à l'audit et qui exige l'approbation préalable du CAFR pour les autres catégories « permises » de services non liés à l'audit, ces catégories étant établies conformément à la loi *Sarbanes-Oxley*. Cette politique prévoit également que le président du CAFR peut approuver des services non liés à l'audit admissibles pendant le trimestre et en faire rapport au CAFR à sa prochaine réunion ordinaire.

ANNEXE A

TRANSALTA CORPORATION

(la « Société »)

RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT, DES FINANCES ET DES RISQUES

A. *Création du comité et des procédures*

1. **Composition du comité**

Le comité d'audit, des finances et des risques (le « comité ») du conseil d'administration (le « conseil ») de TransAlta Corporation (la « Société ») se compose d'au moins trois administrateurs. Tous les membres du comité doivent être considérés par le conseil comme étant indépendants ainsi que l'exigent les dispositions du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, de l'article 303A des règles de la New York Stock Exchange et du Règlement 10A-3 adopté en vertu de la loi américaine intitulée *Securities and Exchange Act of 1934*, comme ces règles s'appliquent aux membres d'un comité d'audit. Tous les membres du comité doivent posséder des compétences financières aux termes des exigences canadiennes et américaines et au moins un membre doit être considéré par le conseil comme étant un « expert financier du comité d'audit » au sens donné au terme *audit committee financial expert* à l'article 407 de la loi américaine intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (la « loi Sarbanes-Oxley »). La décision quant à savoir si un administrateur en particulier respecte les exigences relatives à sa participation au comité revient à l'ensemble du conseil sur recommandation du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable (le « CGSDD »).

2. **Nomination des membres du comité**

Les membres du comité sont nommés de temps à autre par le conseil, sur recommandation du CGSDD, et ils exercent leurs fonctions jusqu'à l'assemblée annuelle des actionnaires suivante ou jusqu'à la nomination de leurs remplaçants, si une telle nomination est antérieure, ou encore jusqu'à ce qu'ils cessent d'être administrateurs de la Société.

3. **Vacances**

Si une vacance survient à quelque moment que ce soit au sein du comité, elle peut être comblée par le conseil et sur la recommandation du CGSDD. Le conseil doit combler toute vacance au sein du comité si le nombre de ses membres est inférieur à trois administrateurs.

4. **Président du comité**

Le conseil doit nommer un président du comité, sur recommandation du CGSDD.

5. **Absence du président du comité**

Si le président du comité est absent à une réunion du comité, un des membres du comité qui sont présents à la réunion doit être choisi par le comité pour présider la réunion.

6. **Secrétaire du comité**

Le comité doit nommer un secrétaire, qui n'est pas nécessairement un administrateur de la Société.

7. **Réunions**

Le président du comité peut convoquer une réunion ordinaire du comité. Le comité doit se réunir au moins une fois par trimestre et à d'autres moments au cours de l'année s'il juge opportun de le faire pour s'acquitter de ses responsabilités. De plus, le président du comité ou deux de ses membres peuvent convoquer une réunion extraordinaire du comité en tout temps.

Le comité doit également tenir des séances à huis clos.

8. **Quorum**

Le quorum est atteint si la majorité des membres du comité sont présents en personne ou par téléphone ou par tout autre moyen de télécommunication qui permet à toutes les personnes qui participent à la réunion de se parler.

9. Avis de convocation aux réunions

Un avis indiquant la date, l'heure et le lieu des réunions doit être donné par écrit (notamment au moyen d'une communication écrite par télécopieur ou courrier électronique) à chaque membre du comité au moins 48 heures avant le moment fixé pour cette réunion, étant toutefois précisé qu'un membre peut renoncer à un avis de convocation à une réunion de quelque façon que ce soit; de plus, la présence d'un membre à une réunion constitue une renonciation à l'avis de convocation à la réunion, sauf lorsque le membre participe à la réunion dans le but exprès de s'opposer à l'examen de questions pour le motif que la réunion n'a pas été valablement convoquée. L'avis de convocation à toutes les réunions doit aussi être transmis aux auditeurs externe et interne.

10. Présence aux réunions

À l'invitation du président du comité, les autres membres du conseil, le président et chef de la direction, les autres dirigeants ou les employés de la Société, l'auditeur externe et les autres experts ou consultants peuvent assister à une réunion du comité.

11. Procédure, registres et rapports

Sous réserve des lois ou des statuts et règlements administratifs de la Société, le comité doit fixer sa propre procédure aux réunions, tenir des registres de ses procès-verbaux et faire rapport au conseil, habituellement au plus tard à la prochaine réunion prévue du conseil.

12. Examen des règles et évaluation du comité

Le comité doit évaluer son rendement et examiner et évaluer la pertinence de ses règles au moins une fois par année ou autrement, selon qu'il juge opportun de le faire. Toutes les modifications proposées par le comité sont soumises à l'examen et à l'approbation du CGSDD et du conseil.

13. Experts externes et conseillers

En collaboration avec le conseil, le président du comité, au nom du comité, ou l'un des membres du comité, est autorisé, aux frais de la Société, lorsqu'il juge nécessaire ou souhaitable de le faire, à retenir les services d'un conseiller juridique indépendant, d'experts externes ou d'autres conseillers pour donner au comité des avis indépendants sur n'importe quelle question. Le fait de retenir les services de ces conseillers ou experts n'oblige en aucun cas le comité à agir conformément aux recommandations de ceux-ci.

B. Fonctions et responsabilités du président

La responsabilité fondamentale du président du comité consiste à gérer efficacement les fonctions du comité. Le président est responsable de ce qui suit:

1. Présider les réunions du comité et s'assurer que le comité est dûment organisé, de sorte qu'il fonctionne efficacement et qu'il s'acquitte de ses obligations et responsabilités.
2. Établir la fréquence des réunions du comité, convoquer dûment ces réunions et confirmer qu'il y a quorum, au besoin.
3. Travailler avec le chef de la direction, le chef des finances, le secrétaire et le secrétaire adjoint, selon le cas, à la mise au point des ordres du jour et des documents connexes en vue des réunions.
4. Assumer la direction du comité et aider celui-ci à s'assurer qu'il s'acquitte dûment de ses obligations et responsabilités en temps opportun.
5. Faire rapport au conseil des recommandations et des décisions du comité.

C. Mandat général du comité

Le comité aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance quant i) à l'intégrité des états financiers et des méthodes de présentation de l'information financière de la Société; ii) aux systèmes de contrôles financiers internes et de contrôles à l'égard de la communication de l'information établis par la direction; iii) au processus d'identification et d'évaluation des risques mené par la direction, y compris les programmes établis par la direction pour réagir à ces risques; iv) à la fonction d'audit interne; v) à la conformité aux exigences financières, légales et réglementaires; et vi) aux compétences, à l'indépendance et au rendement de l'auditeur externe. Dans le cadre de ce mandat, il revient au comité d'assurer des voies de communication ouvertes entre lui et l'auditeur externe, l'auditeur interne et la direction de la Société.

Le comité exerce une fonction de surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers intermédiaires et annuels ainsi que des documents d'information connexes. La direction de la Société est également chargée de maintenir des politiques adéquates en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière ainsi que des systèmes de contrôles internes et de contrôles et procédures de communication de l'information qui assurent la conformité aux normes comptables et aux lois et aux règlements applicables et qui procurent une assurance raisonnable quant au fait que les actifs de la Société sont protégés et que les opérations sont autorisées, effectuées, enregistrées et dûment déclarées.

Bien que le comité soit investi des responsabilités et pouvoirs indiqués dans les présentes, il n'entre pas dans son mandat de planifier ni d'effectuer des audits ni d'établir que les états financiers de la Société sont complets, exacts et conformes aux principes comptables généralement reconnus. Cette responsabilité relève de la direction et de l'auditeur externe.

Le comité doit également désigner au moins un membre en tant qu'« expert financier du comité d'audit » au sens donné au terme *audit committee financial expert*. La désignation d'un ou de plusieurs membres en tant qu'« expert financier du comité d'audit » est fondée sur la formation et l'expérience que cette personne utilisera dans l'exercice de ses fonctions auprès du comité. Cette désignation ne lui impose pas de devoirs, d'obligations et de responsabilités supérieurs à ceux qui sont imposés aux autres membres du comité et du conseil qui n'ont pas reçu une telle désignation.

La direction est également responsable de l'identification et de la gestion des risques auxquels la Société est exposée ainsi que de la création et de la mise en œuvre de politiques et de procédures afin d'atténuer ces risques. Le comité a pour rôle d'assurer une surveillance afin de veiller à ce que les actifs de la Société soient préservés et protégés dans les limites raisonnables sur le plan commercial. Le comité relève du conseil pour ce qui est de ses responsabilités relatives à la surveillance des risques.

D. Fonctions et responsabilités du comité

1. Présentation de l'information financière, auditeur externe et planification financière

A) Fonctions et responsabilités liées à la présentation de l'information financière et au processus d'audit

- a) Examine avec la direction et l'auditeur externe le processus de présentation de l'information financière de la Société, le travail étant effectué parallèlement à l'audit annuel et à la préparation des états financiers, notamment le plan d'audit annuel de l'auditeur externe, le jugement de l'auditeur externe quant à la qualité, et pas seulement quant à l'acceptabilité, et au caractère approprié des principes comptables de la Société tels qu'ils sont appliqués à son information financière et le caractère plus ou moins audacieux ou prudent des principes comptables de la Société et des estimations sous-jacentes de la Société;
- b) Examine avec la direction et l'auditeur externe les états financiers annuels audités de la Société, y compris les notes y afférentes, le rapport de gestion et le communiqué sur les résultats s'y rapportant, et recommande leur approbation au conseil en vue de leur diffusion publique;
- c) Examine avec la direction et l'auditeur externe les états financiers intermédiaires de la Société, y compris les notes y afférentes, le rapport de gestion et le communiqué sur les résultats s'y rapportant, et approuve leur diffusion publique, au besoin;
- d) Dans le cadre de son examen des états financiers et de l'information financière connexe, le comité examine ce qui suit et en discute avec la direction et l'auditeur externe :
 - (i) les changements touchant les principes, méthodes ou conventions comptables eu égard à leur applicabilité à l'entreprise et à leur incidence financière;
 - (ii) les méthodes suivies par la direction pour la formulation d'estimations comptables confidentielles et le caractère raisonnable des estimations;
 - (iii) l'utilisation de l'information « pro forma » ou « non comparable » ainsi que le rapprochement applicable;
 - (iv) les autres traitements possibles de l'information financière dans le cadre des principes comptables généralement reconnus qui ont fait l'objet de discussions entre la direction et l'auditeur, la portée de leur utilisation et le traitement privilégié par l'auditeur externe;

- (v) l'information communiquée au comité par le chef de la direction et le chef des finances durant leur processus d'attestation du rapport périodique/annuel pertinent déposé auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières afin de s'assurer que l'information devant être communiquée est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits. Obtient des garanties du chef de la direction et du chef des finances quant au caractère adéquat et à l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information et des systèmes de contrôle interne de l'information financière la Société relativement à la présentation de l'information financière et quant au fait que toute fraude impliquant la direction ou d'autres employés qui ont un rôle important dans les contrôles internes de la Société est signalée au comité;
 - e) Dans le cadre de son examen des états financiers et de l'information financière connexe, le comité doit également, avec l'auditeur externe :
 - (i) discuter de la collaboration qu'ils ont obtenue de la direction dans le cadre de leur examen et de leur consultation de l'ensemble des registres, des données et des renseignements demandés;
 - (ii) s'assurer qu'il n'existe entre la direction et l'auditeur externe aucune question en suspens raisonnablement susceptible de compromettre sensiblement les états financiers;
 - f) Examine trimestriellement avec la haute direction, le chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire (ou, au besoin, des conseillers juridiques externes) et les auditeurs interne et externe de la Société, l'efficacité des contrôles internes de la Société afin d'assurer que la Société respecte les exigences législatives et réglementaires et les politiques de la Société;
 - g) Examine avec la direction et l'auditeur externe les processus relatifs à l'évaluation des fraudes potentielles, les programmes et les contrôles visant à se prémunir contre les risques de fraude et le processus mis de l'avant afin de surveiller les risques à l'intérieur des secteurs ciblés;
 - h) Discute avec la direction et l'auditeur externe de la correspondance avec les autorités de réglementation ou organismes gouvernementaux, des plaintes d'employés ou des rapports publiés qui soulèvent des questions importantes concernant les états financiers ou les politiques comptables de la Société.
- B) *Fonctions et responsabilités relatives à l'auditeur externe*
- a) Le comité est directement responsable de la rémunération et de la surveillance de l'auditeur externe, y compris la nomination de l'auditeur externe du conseil par les actionnaires à l'assemblée générale annuelle de la Société. Dans le cadre de cette responsabilité, le comité :
 - (i) examine et approuve chaque année le plan d'audit de l'auditeur externe;
 - (ii) examine et approuve le mode et le montant de la rémunération de l'auditeur externe et s'assure que la Société a fourni les fonds nécessaires au paiement de la rémunération de l'auditeur externe;
 - (iii) sous réserve de la délégation accordée au président du comité, préapprouve la prestation de tous les services liés à l'audit, y compris tous les services non liés à l'audit non interdits, par l'auditeur externe; le président du comité est autorisé à approuver tous les services liés à l'audit, y compris les services non liés à l'audit non interdits, rendus par l'auditeur externe et doit faire rapport de toutes ces approbations au comité à la prochaine réunion prévue qu'il tiendra;
 - (iv) examine et analyse chaque année avec l'auditeur externe les relations que l'auditeur externe et les membres de son groupe ont avec la Société et les membres de son groupe afin d'établir l'indépendance de l'auditeur externe, notamment a) la demande, la réception et l'examen, au moins une fois par année, d'une déclaration écrite officielle de l'auditeur externe définissant toutes les relations raisonnablement susceptibles de compromettre son indépendance par rapport à la Société; b) des entretiens avec l'auditeur externe sur les relations ou

les services que l'auditeur externe estime susceptibles de compromettre son objectivité ou son scepticisme; c) un examen avec l'auditeur externe de l'expérience et des compétences du personnel-cadre qui assure la prestation des services d'audit à la Société; d) un examen des procédures de contrôle de la qualité de l'auditeur externe, y compris l'obtention de la confirmation que l'auditeur externe respecte les exigences d'inscription des autorités de réglementation du Canada et des États-Unis; et e) une évaluation de la communication et de l'interaction avec l'auditeur externe, y compris en ce qui concerne la qualité du service;

- (v) au cours de l'année qui précède un changement de l'associé responsable de la mission (ou de l'associé coordonnateur de l'audit) (ayant la responsabilité principale de l'audit) et, dans tous les cas, au moins tous les cinq ans, effectue un examen exhaustif de l'auditeur externe qui tient compte a) de l'incidence du mandat du cabinet d'audit sur la qualité de l'audit, des tendances du rendement du cabinet d'audit et de son expertise du secteur, des cas de menaces à l'indépendance et de l'efficacité des mesures de sécurité visant à atténuer ces menaces; b) du temps de réponse du cabinet d'audit aux changements dans les activités de l'entité et aux suggestions d'amélioration de la part des autorités de réglementation, du comité d'audit et/ou de la direction; et c) de l'uniformité et de la rigueur du scepticisme professionnel exercé par l'auditeur externe et de la qualité de l'équipe chargée de la mission et de ses communications ainsi qu'un examen des conclusions de l'inspection du Conseil canadien sur la reddition de comptes (« CCRC ») depuis l'examen exhaustif précédent et de la manière dont le cabinet d'audit a répondu à ces conclusions; à la suite de cet examen exhaustif, décide si la candidature du cabinet d'audit à titre d'auditeurs externes devrait être proposée par le conseil à des fins de nomination par les actionnaires à la prochaine assemblée générale annuelle de la Société;
- (vi) informe l'auditeur externe et la direction que l'auditeur externe doit avoir un accès direct au comité à tout moment, et vice versa;
- (vii) informe l'auditeur externe qu'il est responsable en définitive devant le comité en tant que représentant des actionnaires de la Société;
- (viii) au moins chaque année, obtient et examine le rapport de l'auditeur externe relatif aux procédures internes de contrôle de la qualité du cabinet d'auditeurs, aux questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle de la qualité interne ou contrôle par les pairs du cabinet d'auditeurs, ou à l'occasion à toute enquête menée par des autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq derniers exercices à l'égard d'un ou de plusieurs audits indépendants effectués par l'auditeur externe ainsi qu'aux mesures prises à cet égard.

C) *Fonctions et responsabilités liées à la planification financière*

- a) Examine l'émission et le rachat de titres (y compris l'examen de tous les documents déposés afin de réaliser les émissions ou les rachats), les limites et les engagements financiers ainsi que tout changement important sous-jacent à l'un de ces engagements de la Société et formule des recommandations au conseil à des fins d'approbation;
- b) Examine chaque année le plan fiscal annuel de la Société;
- c) Reçoit des mises à jour régulières concernant les obligations financières, les emprunts, les facilités de crédit, la situation de crédit et la liquidité financière de la Société;
- d) Examine chaque année avec la direction le plan de financement général de la Société à l'appui du plan de dépenses en immobilisations et des prévisions budgétaires générales et prévisions à moyen terme de la Société;
- e) Examine avec la direction au moins une fois par année la méthode adoptée à l'égard des prévisions de résultat et de l'information financière devant être divulguées aux analystes et aux agences de notation et la nature de cette information et de ces prévisions.

2. **Audit interne**

- a) Approuve la décision d'impartir la fonction d'audit interne et, le cas échéant, approuve le cabinet d'audit devant exécuter ces services d'audit interne; toutefois, en aucun cas les services de l'auditeur externe ne doivent être retenus pour exécuter également la fonction d'audit interne;
- b) Examine et prend en compte, au besoin, les rapports et recommandations importants de l'auditeur interne concernant des questions d'audit interne, de même que la réponse de la direction à cet égard;
- c) Examine chaque année la portée et les plans d'attribution du travail du groupe d'audit interne, le caractère adéquat des ressources du groupe et l'accès de l'auditeur interne aux dossiers, aux biens et au personnel de la Société;
- d) Reconnaît et informe la haute direction que l'auditeur interne doit avoir libre accès au comité, et vice versa;
- e) Rencontre séparément la direction, l'auditeur externe et l'auditeur interne afin d'examiner les questions et préoccupations concernant les audits et l'information financière;
- f) Examine avec la haute direction financière de la Société et le groupe d'audit interne le caractère adéquat des systèmes de contrôle interne et procédures de la Société;
- g) Recommande au comité des ressources humaines la nomination, la cessation d'emploi ou le transfert du responsable de l'audit interne; toutefois, si la fonction d'audit interne a été ou est impartie à un cabinet d'audit, le comité approuve lui-même la nomination, la fin des services ou le transfert de ce cabinet d'audit.

3. **Gestion des risques**

Le conseil a la charge de s'assurer que la Société a adopté des méthodes et des politiques clés visant la détermination, l'évaluation et la gestion des principaux risques auxquels la Société est exposée. Le conseil a délégué au comité la responsabilité de la surveillance de la détermination et de l'évaluation, par la direction, des principaux risques auxquels la Société est exposée et de la mise en œuvre de politiques, de méthodes et de systèmes adéquats visant la gestion et l'atténuation des risques dans les limites de la tolérance aux risques établie par la Société. Le comité relève du conseil à cet égard.

Le comité :

- a) Examine au moins trimestriellement l'évaluation que la direction fait des principaux risques auxquels la Société est exposée; discute avec la direction des méthodes de détermination de ces risques et de l'efficacité des politiques et procédures d'atténuation de ces risques et/ou de lutte contre ceux-ci;
- b) Reçoit et examine la mise à jour trimestrielle faite par la direction concernant les risques, y compris une mise à jour portant sur les risques résiduels;
- c) Examine le cadre de gestion du risque à l'échelle de l'entreprise et la méthode de communication des risques de la Société;
- d) Examine chaque année les politiques de gestion des risques financiers et des risques liés aux produits de base de la Société et approuve les changements apportés à ces politiques;
- e) Revoit et approuve les lignes directrices, le programme stratégique de couverture et la tolérance aux risques de la Société;
- f) Examine et surveille trimestriellement les résultats des activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux produits de base, y compris les stratégies relatives au risque lié aux devises et aux taux d'intérêt, le risque de crédit du cocontractant et l'utilisation d'instruments dérivés;
- g) Examine le programme d'assurance annuel de la Société, y compris la philosophie de conservation de risques et les programmes de protection contre les risques possibles et contre la responsabilité de la Société;

- h) Examine périodiquement les rôles et responsabilités respectifs de l'auditeur externe, du service d'audit interne et des conseillers juridiques internes et externes concernant la gestion des risques et examine leur rendement dans le cadre de ces rôles et responsabilités;
- i) Chaque année, de concert avec la direction, fait rapport au conseil et procède à un examen avec celui-ci en ce qui concerne :
 - (i) les principaux risques auxquels la Société est exposée et la tolérance générale aux risques ou le profil général de risque de la Société;
 - (ii) les stratégies de la Société pour faire face à son profil de risque;
 - (iii) les procédés, politiques, procédures et contrôles en place pour gérer ou atténuer les principaux risques;
 - (iv) l'efficacité globale du processus et du programme de gestion des risques de l'entreprise.

4. **Gouvernance**

A) *Communication de l'information au public, présentation de l'information prévue par la loi et la réglementation*

- a) Pour le compte du comité, le président examine toute l'information communiquée au public, y compris l'information financière importante tirée ou issue des états financiers de la Société, avant qu'elle ne soit publiée;
- b) Examine trimestriellement avec le chef des services juridiques et de la conformité et, au besoin, des conseillers juridiques externes, les principales questions d'ordre juridique ou réglementaire en matière de conformité qui sont susceptibles d'avoir une incidence importante sur les états financiers de la Société;
- c) Discute avec l'auditeur externe de son impression au sujet du personnel des finances et de la comptabilité de la Société, des recommandations que l'auditeur externe peut avoir, y compris celles contenues dans la lettre de recommandations, à l'égard de l'amélioration des contrôles financiers internes, du choix des principes comptables ou des systèmes d'information de gestion, et passe en revue l'ensemble des lettres de recommandations de l'auditeur externe ainsi que des réponses écrites de la direction s'y rapportant;
- d) Examine avec la direction, l'auditeur externe et le conseiller juridique interne (et, au besoin, des conseillers juridiques externes) les litiges, réclamations ou éventualités, y compris les cotisations fiscales, susceptibles d'avoir une incidence importante sur la situation financière de la Société, ainsi que la façon dont ces questions peuvent être ou avoir été divulguées dans les états financiers;
- e) Examine chaque année la politique à l'égard des opérations d'initié et approuve les changements au besoin;
- f) Examine chaque année la politique de communication de l'information et la politique relative aux médias sociaux de la Société pour s'assurer de leur conformité constante à la loi et aux principes de communication de l'information de la Société.

B) *Gouvernance des régimes de retraite*

- a) Examine chaque année le rapport annuel sur les régimes de retraite et les états financiers des régimes de retraite de la Société, y compris l'évaluation actuarielle, l'actif et le passif prévisionnels, la répartition de l'actif, le rendement du gestionnaire et les coûts d'exploitation du régime, et fait rapport au conseil chaque année à cet égard;
- b) Avec le comité des ressources humaines du conseil, examine au moins une fois par année, et au besoin, la gouvernance générale des régimes de retraite de la Société, approuvant les objectifs généraux des régimes, l'énoncé de la politique de placement et la nomination des gestionnaires de placements et en faisant rapport au conseil chaque année.

C) *Technologie de l'information – Cybersécurité*

- a) Reçoit deux fois par année une mise à jour sur l'état des systèmes d'exploitation de base des TI de la Société;
- b) Examine chaque année les programmes de cybersécurité de la Société et leur efficacité; reçoit une mise à jour sur le programme de conformité de la Société en ce qui concerne les cybermenaces et la cybersécurité.

D) *Responsabilités administratives*

- a) Examine l'audit annuel des comptes de dépenses et des avantages indirects des administrateurs, du chef de la direction et des personnes sous la responsabilité directe du chef de la direction et leur utilisation des biens de la Société;
- b) Établit les procédures en matière de réception, de conservation et de traitement des plaintes reçues par la Société concernant la comptabilité, les contrôles internes et contrôles de la communication de l'information ou les questions d'audit et la communication confidentielle et anonyme, par les employés, les employés contractuels, les actionnaires et les autres parties prenantes, de préoccupations concernant des infractions liées à la comptabilité, à l'audit ou à l'éthique ou la violation des lois;
- c) Examine tous les incidents, les plaintes ou l'information communiquée par l'intermédiaire de la Ligne d'assistance en matière d'éthique et/ou de la direction;
- d) Amorce des enquêtes concernant les plaintes ou les allégations, au besoin, fait rapport au conseil à ce sujet et s'assure que les mesures qui s'imposent sont prises, s'il y a lieu, pour régler la question;
- e) Examine et approuve la politique de la Société en matière d'embauche des employés ou des anciens employés de l'auditeur externe et contrôle la conformité de la Société à cette politique;
- f) Fait rapport chaque année aux actionnaires sur le travail du comité au cours de l'exercice.

E. *Conformité et pouvoirs du comité*

- a) Les responsabilités du comité sont conformes aux lois et aux règlements canadiens applicables, par exemple, les règles des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, et aux exigences en matière de présentation de l'information et d'inscription de la Bourse de Toronto qui sont en vigueur à la date des présentes. De plus, les présentes règles sont conformes aux lois américaines applicables, par exemple, la loi Sarbanes-Oxley et les lois et règlements adoptés en application de cette loi, et aux normes de gouvernance de la New York Stock Exchange qui sont en vigueur à la date des présentes.
- b) Le comité peut, à la demande du conseil ou de son propre chef, faire enquête sur d'autres questions s'il le juge nécessaire ou souhaitable dans l'exercice de son mandat.

ANNEXE B

GLOSSAIRE

Les termes qui suivent s'entendent au sens indiqué ci-après dans la présente notice annuelle.

accord relatif à l'abandon du charbon – Accord relatif à l'abandon du charbon conclu en date du 24 novembre 2016 entre, notamment, TransAlta et Sa Majesté la Reine du chef de l'Alberta.

accroissement de la capacité nominale – Fait d'accroître la capacité établie d'une centrale ou d'une unité de production d'électricité.

AESO – L'Alberta Electric System Operator.

AEMO – L'Australian Energy Market Operator.

AUC – L'Alberta Utilities Commission.

Balancing Pool – Le Balancing Pool a été créé en 1999 par le gouvernement de l'Alberta pour faciliter la transition du secteur de l'électricité albertain vers un cadre concurrentiel. Ses obligations et responsabilités actuelles sont régies par l'*Electric Utilities Act* (en vigueur depuis le 1^{er} juin 2003) et le *Balancing Pool Regulation*. Pour de plus amples renseignements, visitez le site www.balancingpool.ca.

cas de force majeure – Type de clause exonérant une partie de sa responsabilité si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie empêche celle-ci de s'acquitter de ses obligations en vertu du contrat.

CAÉ – Contrat d'achat d'électricité.

CAÉ de l'Alberta – contrat d'achat d'électricité de l'Alberta – Contrat à long terme établi par règlement pour la vente, à des acheteurs visés par un CAÉ, de l'énergie électrique provenant d'unités de production auparavant réglementées.

CAÉ de Renewables – Contrats d'achat d'électricité à long terme conclus avec certaines filiales de TransAlta Renewables qui prévoient l'achat par TransAlta, à prix fixe, de la totalité de l'électricité produite par ces filiales.

capacité – Capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en MW.

capacité nette – Capacité maximale ou capacité nominale effective, modifiée pour tenir compte des limites ambiantes, qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service de la centrale et aux besoins auxiliaires.

chaudière – Appareil produisant de la vapeur destinée à la production d'énergie, à l'utilisation industrielle ou au chauffage ou produisant de l'eau chaude destinée au chauffage ou à l'alimentation en eau chaude. La chaleur dégagée par la source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans les tubes se trouvant dans l'enveloppe de la chaudière.

CLT – Contrat à long terme.

cogénération – Centrale produisant de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (par ex. chaleur ou vapeur) servant à des fins industrielles ou commerciales ou au chauffage ou à la réfrigération.

combustion supercritique – La plus évoluée des technologies de combustion du charbon utilisées au Canada qui fait appel à une chaudière supercritique, à une turbine haute efficacité à plusieurs étages, à une unité de désulfuration des fumées (laveur), à un dépoussiéreur à sacs filtrants et à des brûleurs d'oxyde d'azote à faible teneur.

cycle combiné – Technologie de production d'électricité selon laquelle l'électricité est produite à partir de la chaleur, qui serait sinon perdue, des gaz d'échappement d'une ou de plusieurs turbines à gaz. La chaleur sortant des turbines est acheminée à une chaudière classique ou à un générateur de vapeur à récupération de chaleur en vue de son utilisation par une turbine à vapeur pour la production d'électricité. Ce procédé accroît l'efficacité de l'unité de production d'électricité.

disponibilité – Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, pendant lequel une unité peut produire de l'électricité, qu'elle le fasse ou non.

émissions atmosphériques – Substances libérées dans l'atmosphère par des activités industrielles. Dans le cas du secteur des centrales à combustible fossile, les émissions atmosphériques les plus courantes sont le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote, le mercure et les GES.

ESG – Environnement, responsabilité sociale et gouvernance.

GES – Gaz à effet de serre ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l’atmosphère, y compris la vapeur d’eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l’oxyde d’azote, les hydrofluorocarbones et les hydrocarbures perfluorés.

gigawatt – Unité de capacité électrique égale à 1 000 mégawatts.

GWh – gigawattheure – Mesure de consommation d’électricité qui correspond à l’utilisation de 1 000 mégawatts d’électricité pendant une heure.

LTPGES – *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (Canada).

MW – mégawatt – Unité de puissance électrique égale à 1 000 000 de watts.

MWh – mégawattheure – Mesure de consommation d’électricité qui correspond à l’utilisation de 1 000 000 de watts d’électricité pendant une heure.

Mpi³/j – million de pieds cubes de gaz par jour – Mesure de volume de gaz naturel.

norme STFR – Norme selon le système de tarification fondé sur le rendement.

NOx – Oxyde d’azote.

ODT – ordre de démarrage des travaux. Ordre écrit donné à l’entrepreneur pour l’autoriser à démarrer les travaux.

ORDT – ordre restreint de démarrage des travaux. Ordre écrit donné à l’entrepreneur pour l’autoriser à démarrer les travaux d’une manière limitée conformément à l’ordre.

PeER – Programme écoÉNERGIE pour l’électricité renouvelable, lequel a été mis sur pied par le gouvernement fédéral du Canada.

SFIEO – Société financière de l’industrie de l’électricité de l’Ontario.

SIERE – Société indépendante d’exploitation du réseau d’électricité.

SO₂ – Dioxyde de soufre.

TA Cogen – TransAlta Cogeneration LP.

t éq. CO₂/GWh – Tonne d’équivalents en dioxyde de carbone par gigawattheure.

TSX – Bourse de Toronto.